

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID



ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

***ESTUDIO DE VIABILIDAD
TÉCNICO-ECONÓMICO
DE UNA PLANTA DE TRIGENERACIÓN
DEL SECTOR LÁCTEO***

Proyecto Fin de Carrera

Ingeniería Industrial

María Fernández Martín

DEPARTAMENTO MÁQUINAS Y MOTORES
TÉRMICOS

Tutor: Rubén Ventas Garzón
Director: Filiberto González Nerja

LEGANÉS, MARZO DE 2011

AGRADECIMIENTOS

Parece que fue ayer cuando comencé este segundo ciclo. Una nueva etapa se abría ante mí y la aventura empezaba. Ahora, llegado el final del camino y de mi preciada aventura sólo me queda agradecer a todos aquellos que han formado parte de esta carrera de fondo. Ya sólo queda el sprint y me gustaría que siguierais conmigo.

Quiero brindar este proyecto especialmente a mis padres y hermano, por apoyarme de manera incondicional y por hacerme la vida un poco más fácil. Gracias.

Agradecer a mis compañeros de clase, que no son pocos, los momentos vividos. No sólo el tiempo que hemos pasado en la universidad sino también fuera de ella. Anécdotas y experiencias irrepetibles que me han ayudado a hacer más llevadero mi paso por la universidad. Chic@s, muchas gracias.

No me olvido de mi director de proyecto, Fili, que gracias a él he podido realizar un trabajo con el que he visualizado teoría y práctica, realidad y simulación, todo en uno. Gracias por tu ayuda y por el tiempo invertido que hemos pasado llevando a cabo este proyecto.

A mi tutor, Rubén, por sacar tiempo y ofrecerse para coordinar el proyecto. Gracias.

Gracias Ángel por estar ahí. Gracias por soportar mis altos y bajos. Gracias por haber hecho esta aventura más llevadera.

Marta Fernández Martín

Contenido

1	INTRODUCCIÓN.....	7
1.1	MOTIVACIÓN.....	7
1.2	OBJETIVO DEL PROYECTO	8
1.3	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	9
2	ANTECEDENTES.....	10
2.1	DESCRIPCIÓN DE LA COGENERACIÓN.....	10
2.2	MARCO LEGAL	14
2.3	POTENCIAL Y BARRERAS AL DESARROLLO DE LA COGENERACIÓN	19
2.4	CARACTERÍSTICAS DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN	22
2.4.1	Tipo de Cogeneración	22
2.4.2	Potencia eléctrica y parámetros de cálculo.....	25
2.5	SISTEMAS QUE COMPONEN UNA PLANTA DE COGENERACIÓN	31
2.5.1	Turbinas de Gas	31
2.5.2	Turbinas de Vapor.....	31
2.5.3	Motores alternativos.....	32
2.5.4	Diferencias técnicas entre motores y turbinas.....	34
2.5.5	Calderas de recuperación.....	34
2.5.6	Calderas de recuperación de aceite térmico.....	35
2.5.7	Plantas de frío: Máquinas de absorción.....	36
2.5.8	Sistemas de refrigeración.....	37
2.5.9	Sistemas de Control	38
3	EVALUACIÓN DE LA SOLUCIÓN TECNOLÓGICA.....	39
3.1	CRITERIO PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO Y TAMAÑO DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN.....	39
3.2	ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE LA FÁBRICA	41
3.3	SIMULACIÓN PLANTA DE COGENERACIÓN	43
3.3.1	Elementos de simulación	43
3.3.2	Alternativa 1: CICLO MOTOR	47

3.3.3	Alternativa 2: CICLO SIMPLE TURBINA DE GAS (TG)	50
3.3.4	Alternativa 3: CICLO COMBINADO TG+TV	53
3.4	EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS A NIVEL TECNOLÓGICO	56
3.4.1	Alternativa 1: CICLO MOTOR	56
3.4.2	Alternativa 2: CICLO SIMPLE TURBINA DE GAS (TG)	58
3.4.3	Alternativa 3: CICLO COMBINADO TG+TV	60
3.4.4	Comparación entre ciclos	61
4	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS SOLUCIONES TECNOLÓGICAS VIABLES	63
4.1	BASES DEL MODELO ECONÓMICO	63
4.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS SOLUCIONES VIABLES	64
4.2.1	Venta a Tarifa	64
4.2.2	Discriminación Horaria	69
4.2.3	Venta a Mercado	73
4.2.4	Comparación de la evaluación económica	78
4.3	EVALUACIÓN MEDIOAMBIENTAL	79
4.3.1	Cálculo del ahorro global de combustible	80
5	CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	81
5.1	CONCLUSIONES	81
5.2	TRABAJOS FUTUROS	83
6	BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	84
6.1	REFERENCIAS DE LA FUENTE	84
6.2	BIBLIOGRAFÍA	85
7	ANEXOS	87
7.1	ANEXO: HOJA DE CARACTERÍSTICAS	87
7.2	ANEXO: VISUALIZACIÓN PROGRAMA GATECYCLE	90
7.3	ANEXO: MERCADO DIARIO OMEL	93
7.4	ANEXO: PLANO DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN	96

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Cogeneración VS Generación energía convencional	10
Ilustración 2: Mejora eficiencia energética	11
Ilustración 3: Reducción de emisiones de CO ₂	11
Ilustración 4: Potencias e instalaciones en España	13
Ilustración 5: Planificación Potencia en España	13
Ilustración 6: Situación cogeneración España 2009	16
Ilustración 7: Situación cogeneración Europa	16
Ilustración 8: Potencia de la cogeneración instalada VS objetivos	20
Ilustración 9: Potencia instalada por Comunidad Autónoma	21
Ilustración 10: Planta de cogeneración con motor alternativo	22
Ilustración 11: Valores de referencia para la producción separada de calor	27
Ilustración 12: Rendimientos eléctricos equivalentes mínimos exigidos	28
Ilustración 13: Valores básicos de referencia para la generación eléctrica separada	29
Ilustración 14: Turbina de gas	31
Ilustración 15: Turbina de vapor de una planta de cogeneración	32
Ilustración 16: COP vs Temperatura	37
Ilustración 17: Ubicación de CAPSA en Zarzalejo, Madrid	41
Ilustración 18: Simulación CICLO MOTOR	49
Ilustración 19: Elementos utilizados y fluidos.	50
Ilustración 20: Simulación CICLO TURBINA DE GAS	52
Ilustración 21: Elementos utilizados y fluidos	53
Ilustración 22: Simulación CICLO COMBINADO	54
Ilustración 23: Elementos utilizados y fluidos	55
Ilustración 24: Evolución diaria del mes Septiembre	74
Ilustración 25: Posicionamiento de la planta de cogeneración.	82

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Demanda de la planta láctea	41
Tabla 2: Elementos GateCycle	47
Tabla 3: Datos técnicos Motor JGS 420 GS-A05	47
Tabla 4: Composición de los gases de escape del motor	48
Tabla 5: Datos técnicos Turbina de Gas	51
Tabla 6: Datos REE y PES	62
Tabla 7: Datos Iniciales	64
Tabla 8: Resultado cálculo Complemento por Eficiencia	65
Tabla 9: Complemento por energía reactiva	65
Tabla 10: Evaluación económica Tarifa	67
Tabla 11: Proyección anual de ingresos y costes	68
Tabla 12: Cuenta de Resultados	68
Tabla 13: Datos Iniciales	69
Tabla 14: Relación de horas pico y horas valle	70
Tabla 15: Evolución económica por Discriminación horaria	72
Tabla 16: Proyección anual de ingresos y costes	72
Tabla 17: Cuenta de Resultados	73
Tabla 18: Datos Iniciales	74
Tabla 19: Precio Medio Mercado según OMEL.	75
Tabla 20: Evolución económica según Mercado	76
Tabla 21: Proyección anual de ingresos y costes	77
Tabla 22: Cuenta de Resultados	77
Tabla 23: Comparación de la evaluación económica	78
Tabla 24: Cálculo del AEP (Ahorro Energía Primaria)	80

1 INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

Todo proyecto se inicia por una fuente de motivación. Esta motivación se basa en la necesidad de conseguir autosuficiencia energética y ahorro económico en la fábrica de lácteos que vamos a analizar. A nivel general se puede justificar el ahorro energético y el ahorro económico en la mejora del medio ambiente y en la disminución de la dependencia del suministro de energía del exterior.

En estas industrias es aplicable la cogeneración ya que es una forma muy eficiente de generación de energía y mejora la fiabilidad del suministro eléctrico. El requisito para la implantación de cogeneración es que exista un consumo de calor y/o frío. El tipo de calor necesario conducirá a un tipo determinado de motor primario y de instalación. El tamaño del consumo térmico determinará la dimensión de la instalación. Otro factor que influye decisivamente sobre el tipo de instalación son los combustibles disponibles. Los consumos térmicos en alta temperatura favorecen el uso de las turbinas de gas y los de agua caliente a los motores. En todo caso si existe consumo térmico, se puede instalar cogeneración y sólo el tipo de planta y su optimización es la que viene influida por el tipo y tamaño del consumo.

1.2 OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo de este documento es plasmar la información relevante sobre el uso de la cogeneración como solución en la industria láctea, investigando las soluciones tecnológicas viables a partir del análisis de su demanda que consta de necesidades de vapor así como de frío para su proceso productivo, para después estudiar las distintas alternativas de manera que se evalúe desde un punto de vista técnico-legal y se establezca un modelo económico para el análisis de las alternativas técnicamente viables.

Para ello, se valorarán distintas alternativas tecnológicas (Planta de Ciclo Motor, Planta de Turbina de Gas y Planta de Ciclo Combinado), tanto técnica como económica, y se realizarán sus correspondientes Estudios de Viabilidad, dentro del Marco Legal, que nos conducirán a la elección de la planta.

Estas alternativas serán simuladas mediante el uso del software Gate Cycle. El objetivo es concretar qué solución tecnológica de las que se simulen será la que mejor se ajuste y adapte a las necesidades requeridas, teniendo en cuenta el proceso productivo del que se parte y analizando su demanda energética reflexionando sobre el marco legal donde se desarrolla este tipo de plantas. También hay que concretar cuál será la planta que mejor se adecue al estudio económico valorando de acuerdo a una condiciones de referencia, y analizando la rentabilidad del proyecto a través de su cuenta de resultados durante los años de funcionamiento previstos.

Los objetivos parciales para conseguir el objetivo final de este proyecto son:

- ✓ Descripción del principio de cogeneración, marco legal y tecnologías.
- ✓ Descripción del funcionamiento general de la planta.
- ✓ Descripción de los elementos generales de la planta de cogeneración.
- ✓ Descripción de cada una de las alternativas:
 - CICLO MOTOR
 - CICLO TURBINA DE GAS
 - CICLO COMBINADO
- ✓ Formación en la utilización del Software Gate Cycle y simulación de las distintas alternativas.
- ✓ Comprobación del cumplimiento Legal de las alternativas simuladas del Rendimiento Eléctrico Equivalente exigido por el Real Decreto 661/2007.
- ✓ Justificación de la viabilidad económica de la planta de cogeneración.
- ✓ Cálculo del ahorro global de combustible .

1.3 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Una vez que se conoce cuál es el objetivo de nuestro proyecto y cuál es la motivación, debemos justificar nuestra decisión de integrar en nuestra industria láctea una planta de trigeneración.

Los pasos que se han seguido para el desarrollo del proyecto son los siguientes:

- Definición de qué es la cogeneración y sus tecnologías. Estudio de las distintas plantas de cogeneración, elementos a implementar mostrando sus ventajas y sus desventajas.
- Estudio del Marco Legal que engloba la cogeneración. Profundizar en la Normativa vigente y en los Reales Decretos focalizados para la cogeneración.
- Analizar qué tecnologías se pueden desarrollar de acuerdo a nuestro proyecto. Considerar cuáles de ellas podemos implementar para integrar en la planta del sector lácteo con la que se trabaja.
- Analizar las demandas térmicas dadas por la empresa.
- Base formativa para el uso del programa de simulación Gate Cycle.
- Desarrollo de cada una de las tecnologías con el uso de Gate Cycle.
- Analizar la viabilidad técnica de acuerdo al Marco Legal exigido de referencia. Verificación de los parámetros de Rendimiento y Ahorro de Energía Primaria. (REE y PES).
- Analizar la viabilidad económica de acuerdo a varios métodos para el cálculo del precio de la cogeneración para cada hora. Estudio de tres métodos de cálculo de venta de cogeneración: Venta a Tarifa, Venta por Discriminación horaria y Venta a Mercado.
- Analizar el Ahorro de la Energía Primaria por el tema del Medio Ambiente. Según este parámetro se razona cuánto kWh/año se ahorra de combustible.

Una vez que se conoce cuál es el flujo de proceso de trabajo a seguir se comienza con el desarrollo de las tres alternativas que se ha comentado: Planta con motor de combustión interna, Planta con Turbina de Gas en ciclo simple, y Planta de Ciclo Combinado. Para ello se han analizado ciertas variables como son la temperatura de salida de gases de escape (T_{out}), el consumo de combustible (Q), potencia autogenerada (E), el calor útil (V), el rendimiento eléctrico equivalente (REE) y el ahorro porcentual de energía primaria (PES) para la obtención de los parámetros.

Como se ha comentado el desarrollo y el estudio de cada uno de los ciclos se han llevado a cabo mediante simulación utilizando el software Gate Cycle. Este software nos ha permitido diseñar cada una de las alternativas insertando, modificando y comprobando los distintos elementos y parámetros de entrada y de salida como son las temperaturas, el calor o los flujos másicos. Gracias a Gate Cycle con su rápida evaluación de los componentes ha permitido la mejor adaptación de cada una de las alternativas y realizar las pruebas de aceptación oportunas. Este programa nos ha concedido el estudio componente a componente de la planta para modelarla de acuerdo a las necesidades del proyecto. De esta manera, hemos obtenido unos resultados que se han comparado siguiendo una serie de exigencias. Las restricciones técnicas, económicas y las bases legales son los puntos más importantes sobre las cuales se trabajará para obtener el resultado más beneficioso para ejecutar el proyecto.

2 ANTECEDENTES

2.1 DESCRIPCIÓN DE LA COGENERACIÓN

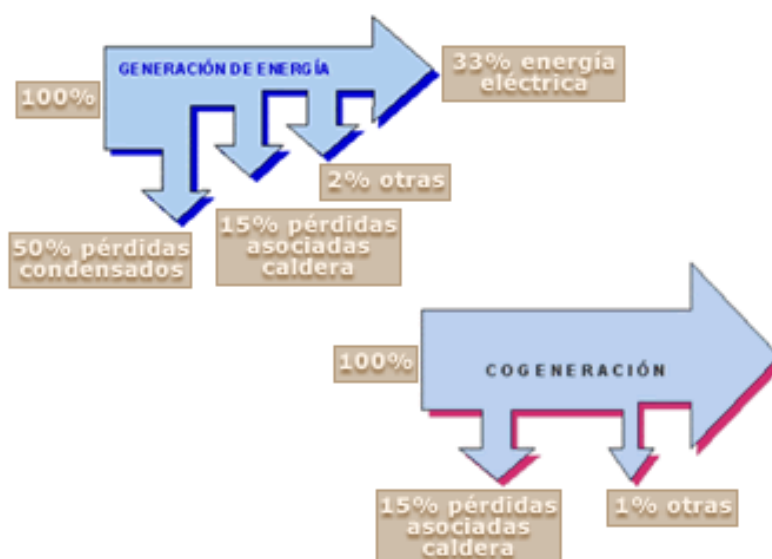
Para conocer un poco cómo se va a desarrollar nuestro proyecto vamos a explicar ciertos términos y conceptos para centrar nuestro trabajo. Para ello, vamos a responder primero a la pregunta “¿qué es cogeneración?”

Cogeneración significa producción simultánea de dos o más tipos de energía. Normalmente las dos energías generadas son electricidad y calor, aunque también puede ser energía mecánica y calor (y/o frío). En nuestro caso, vamos a referirnos a ‘trigeneración’ que es la generación simultánea de tres tipos de energía: energía eléctrica, energía térmica en forma de calor (agua caliente, agua sobrecalentada o vapor) y energía térmica en forma de frío, transformando posteriormente parte de esa agua caliente, sobrecalentada o vapor en agua fría utilizando equipos de absorción (de amoníaco o de bromuro de litio).

La producción simultánea supone que puede ser utilizada sincrónicamente, lo que implica proximidad de la planta generadora a los consumos, en contraposición al sistema convencional de producción de electricidad en centrales termoeléctricas independientes, donde también se desprende calor, pero éste no es aprovechado y ha de ser eliminado al ambiente. Por ello, a continuación resumimos las ventajas y puntos diferenciales de la cogeneración.

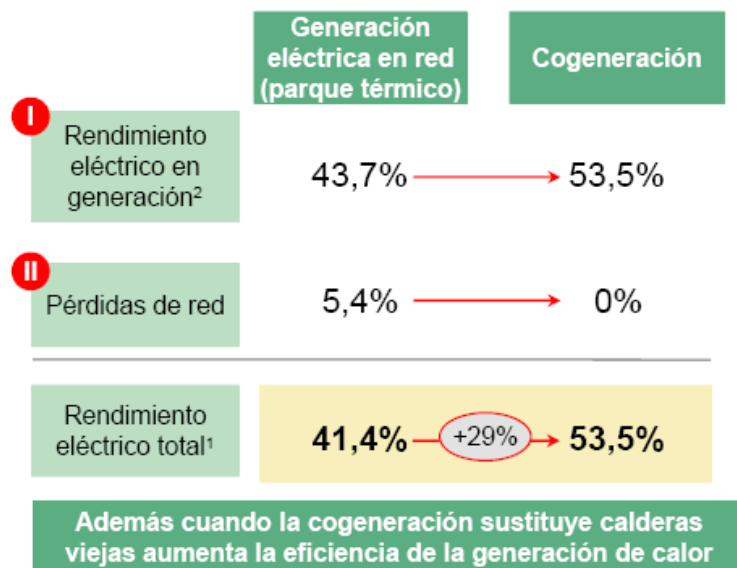
Ahorros del combustible: Una buena instalación de cogeneración permite una reducción del consumo de combustible de aproximadamente 25% comparado con la producción de electricidad convencional. (Fuente 1: [1])

Ilustración 1 e Ilustración 2).



Fuente 1: [1]

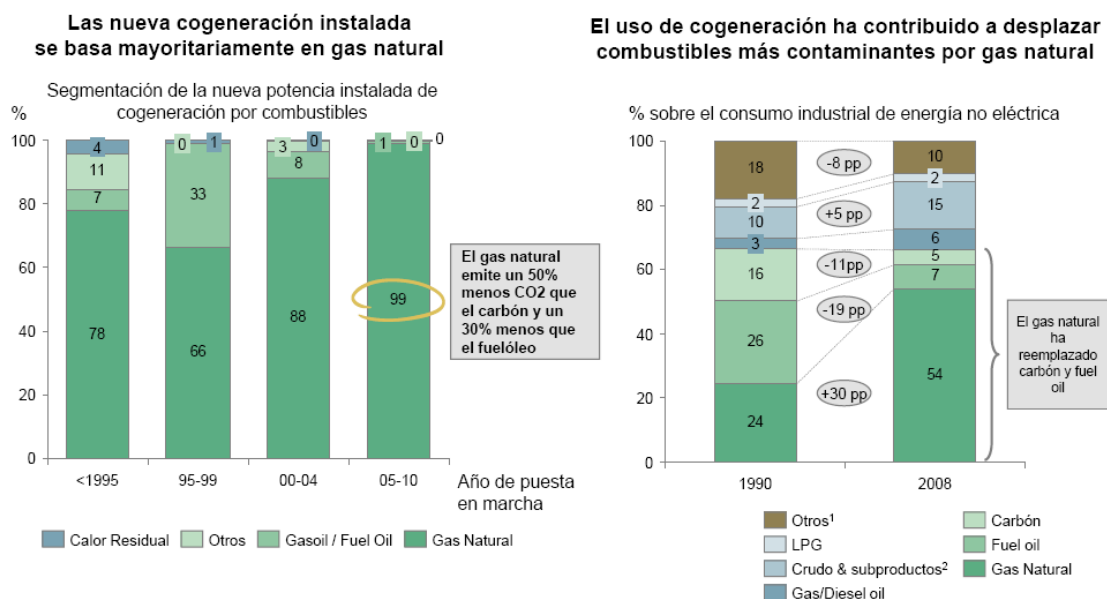
Ilustración 1: Cogeneración VS Generación energía convencional



Fuente 2: [2]

Ilustración 2: Mejora eficiencia energética

- Reducción de las emisiones: La reducción de la contaminación atmosférica sigue la misma proporción. Utilizando gas natural las reducciones de emisiones de SO₂ y partículas se reducen a cero. (Ilustración 3)



Fuente 3: [2]

Ilustración 3: Reducción de emisiones de CO₂

- Ventajas económicas: Los costes de energía de las unidades de cogeneración son más bajos que los de las unidades convencionales. En una instalación de cogeneración, el coste se reduce aproximadamente un 20-30%.
- Incremento de la fiabilidad del suministro de energía: la planta de cogeneración conectada a la red eléctrica, donde aporta o absorbe electricidad, garantiza un funcionamiento ininterrumpido de la unidad, en caso de interrupción de la operación de la planta o del suministro eléctrico de la red. A escala, reduce la necesidad de instalación de grandes centrales eléctricas y mejora la estabilidad de la red eléctrica del país.
- Incremento de la estabilidad de la red eléctrica: las unidades de cogeneración ofrecen un alivio significativo a las redes eléctricas durante los meses calurosos de verano. Las cargas de refrigeración se transfieren de las redes eléctricas a las redes de combustibles fósiles, ya que el proceso de refrigeración cambia de los ciclos de compresión generalizados a los de absorción. Esto incrementa aún más la estabilidad de la red eléctrica y mejora la eficiencia del sistema, ya que los picos del verano son cubiertos por empresas eléctricas mediante unas ineficaces unidades de reserva y líneas de transporte de electricidad sobrecargadas.
- Se aprovechan varios tipos de energía, por lo que tiene un potencial de rendimiento mayor que una central convencional. A su vez este mayor rendimiento da origen a tres de sus mayores ventajas: menor consumo de combustible, coste de producción menor y menor impacto ambiental.
- Se produce la energía donde se consume, por lo que hay menores pérdidas por transporte y aumenta la autonomía de las fábricas.

De esta manera, podemos enumerar que los usuarios potenciales de las plantas de cogeneración son instalaciones que cumplen las siguientes características:

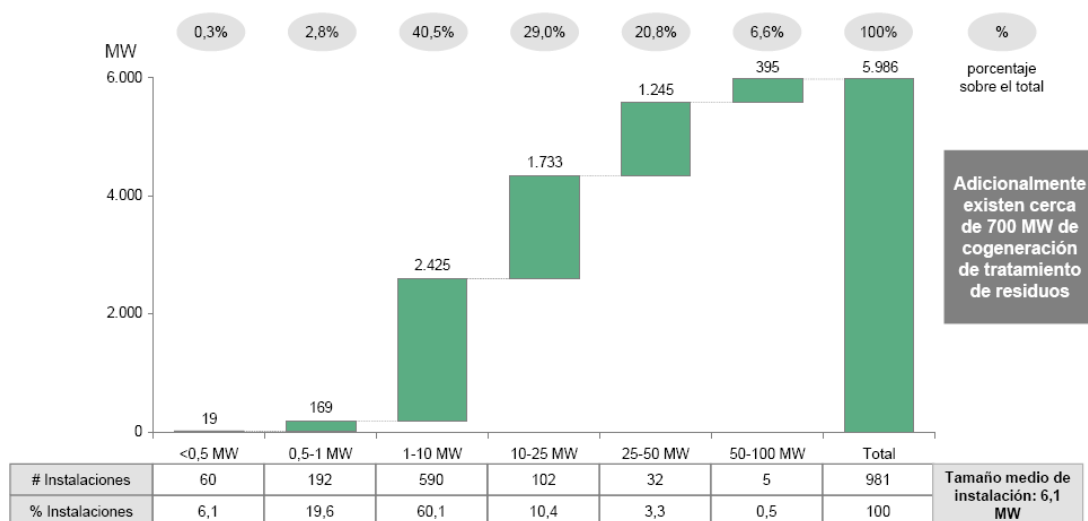
- Demanda continua y simultánea de calor y electricidad.
- Disponibilidad de combustibles de calidad.
- Programa de trabajo de al menos 4.500-5.000 horas anuales.
- Espacio suficiente y un lugar adecuado para la instalación de los equipos.
- Elevada demanda de calor residual.

Estas características definen cuáles son los puntos importantes demandados para la implantación de una Planta de cogeneración. Se debe comenzar por las necesidades de calor del proceso, tanto en cantidades como en el tipo (nivel de temperatura, fluido calo-portador, etc.) y a partir de ahí determinar el tipo de máquinas y su tamaño, que pueden proporcionarnos dicha energía térmica y la obtención de buenos rendimientos. Para eso se evaluará varias alternativas que cumplan la demanda de calor y electricidad, dentro de la evaluación técnica, económica y del marco legal.

Es conveniente analizar que las necesidades de proceso no se deben restringir a la situación actual sino que hay que investigar si hay posibilidades de cambio en el aprovechamiento del calor que permitan la instalación de una planta de cogeneración más eficiente y, por tanto,

más rentable. Es importante a tener en cuenta que la base de la cogeneración es el aprovechamiento del calor.

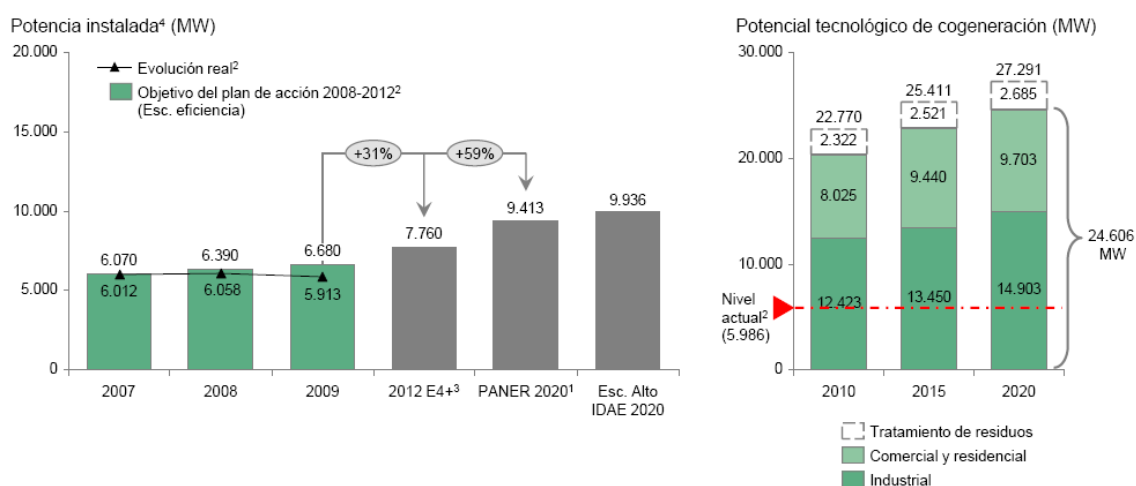
En España existen cerca de 6.000 MW de cogeneración que suponen casi 1.000 instalaciones de cogeneración con tamaño muy diverso. La potencia instalada de cogeneración supone el 6% de la capacidad de generación total instalada en España.



Fuente 4: [2]

Ilustración 4: Potencias e instalaciones en España

España tiene un potencial de cerca de 25.000 MW de cogeneración (Ilustración 4), sin embargo el desarrollo actual está por debajo de los objetivos de la planificación y su crecimiento está por debajo de la media europea (Ilustración 5).



Fuente 5: [2]

Ilustración 5: Planificación Potencia en España

2.2 MARCO LEGAL

Las plantas de cogeneración no se pueden diseñar para generar en cada momento los consumos energéticos, tanto térmicos como eléctricos que tenga el usuario, sino que son proyectadas para trabajar dentro de unos estrechos rangos. Es decir, las curvas de demanda energética del usuario y de producción de la instalación sufren desajustes, por lo tanto es normal que en determinados momentos se produzcan, o bien, excedentes, o bien, déficits de energía eléctrica que obligan al usuario a conectarse a la red, bien para darles salida (vender a la red) o bien para absorberlos (comprar de la red).

Esta situación puede provocar conflictos, y para evitarlos se hace necesaria una legislación que regule las relaciones entre cogeneradores y sector eléctrico. Por otro lado la legislación vigente es una herramienta importante para favorecer o no desde el gobierno la instalación de plantas cogeneradores.

Las instalaciones de cogeneración comenzaron a regularse desde el punto de vista legal, en el año 1980, con la promulgación de la Ley 82/1980, “Ley de Conservación de la Energía”, que en su Capítulo II del Título I dispone una serie de medidas para el fomento de la autogeneración.

El 9 de Diciembre de 1984 se publica en el BOE el “RD 2366/94 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable”. En este RD se desarrolla la Ley 40/1994 de ordenación del sistema eléctrico nacional, definiéndose en su Capítulo I, artículo 2 el término “Instalaciones en régimen especial” que engloba a aquellas instalaciones de producción de energía con potencia instalada igual o inferior a 100 MVA.

El 1 de Enero de 1998 entró en vigor la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico por la que se aprueba la liberalización del mercado eléctrico, lo que supone la creación de un mercado competitivo de generación de energía eléctrica, la posibilidad de acceso a terceros a las redes de transporte y distribución y supone el establecimiento, con carácter progresivo, de la facultad para los consumidores de adquirir libremente energía en el mercado de producción o mediante contratos. El funcionamiento del mercado se basa en el sistema de casación de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores y un sistema de demandas formulado por los consumidores cualificados, los distribuidores y los comercializadores. La energía eléctrica se retribuye en función del precio marginal correspondiente a la oferta realizada por la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda eléctrica. Respecto a la figura de productor se distinguen dos opciones en lo que a la cogeneración respecta: auto-productores y productores en régimen especial.

Las instalaciones en régimen especial continúan siendo básicamente las definidas en el RD 2366/94, aunque la potencia máxima de éstas se rebaja desde 100MW a 50MW, si se excede de esta potencia máxima se entrará en el rango de auto-productor.

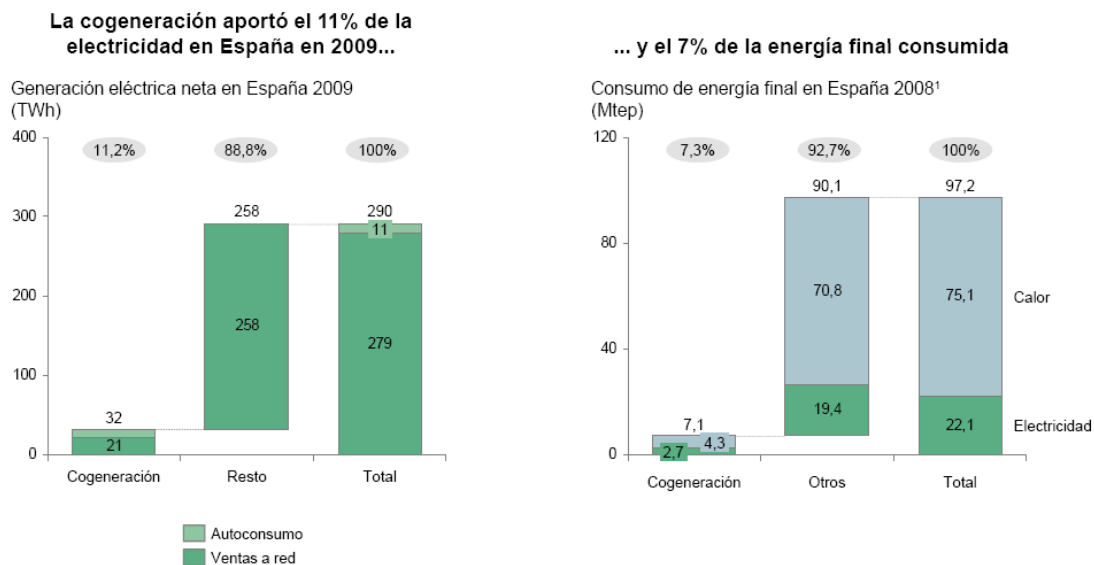
El 25 de Mayo de 2007 entra en vigor el Real Decreto 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Actualmente la sociedad española demanda cada vez más la utilización de las energías renovables y la eficiencia en la

generación de electricidad, como principios básicos para conseguir un desarrollo sostenible desde un punto de vista económico, social y ambiental. Además, la política energética nacional debe posibilitar, mediante la búsqueda de la eficiencia energética en la generación de electricidad y la utilización de fuentes de energía renovables, la reducción de gases de efecto invernadero de acuerdo con los compromisos adquiridos con la firma del protocolo de Kyoto. La creación del régimen especial de generación eléctrica supuso un hito importante en la política energética de nuestro país. Los objetivos relativos al fomento de las energías renovables y a la cogeneración, se recogen en el Plan de Energías Renovables de 2005-2010 y en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España, respectivamente. A la vista de los mismos se constata que aunque el crecimiento experimentado por el conjunto del régimen especial de generación eléctrica ha sido destacable en determinadas tecnologías, los objetivos planteados se encuentran aún lejos de ser alcanzados.

El marco económico establecido en el presente real decreto desarrolla los principios recogidos en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios. Para ello se mantiene un sistema análogo al contemplado en el RD 436/2004 en el que el titular de la instalación puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación o bien vender dicha energía directamente en el mercado diario.

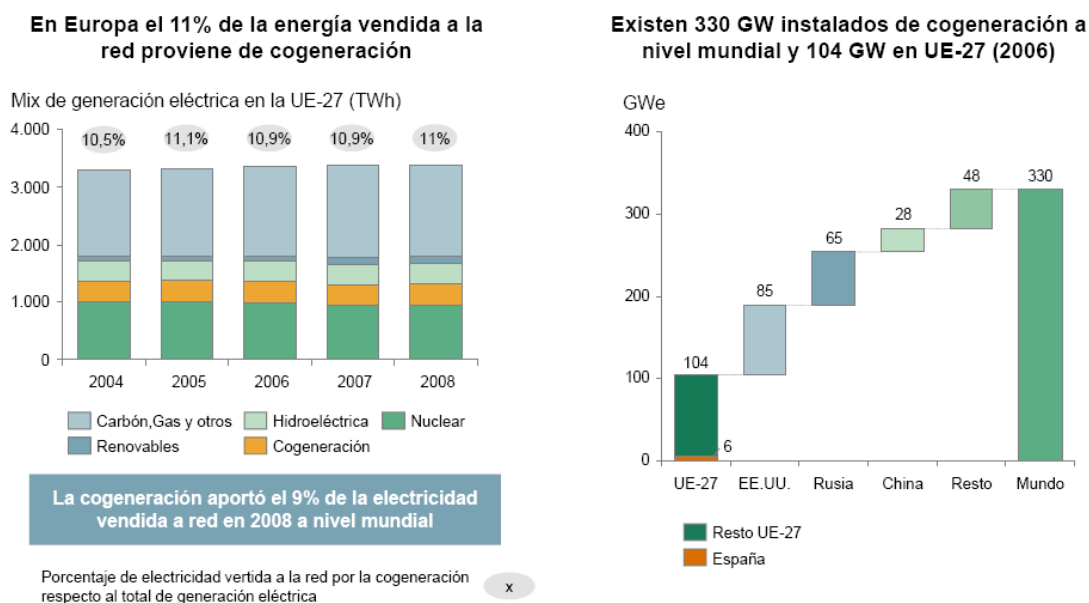
Durante el año 2008 se iniciará la elaboración de un nuevo Plan de Energías Renovables para su aplicación en el período 2011-2020. Los nuevos objetivos que se establezcan se considerarán en la revisión del régimen retributivo prevista para finales de 2010.

A continuación se muestran dos ilustraciones (Ilustración 6 e Ilustración 7) donde se puede observar la situación en España y Europa del aporte de electricidad mediante la cogeneración.



Fuente 6: [2]

Ilustración 6: Situación cogeneración España 2009



Fuente 7: [2]

Ilustración 7: Situación cogeneración Europa

El RD 661/2007 se estructura en cuatro capítulos. El capítulo I define el alcance objetivo de la norma y especifica las instalaciones que tienen la consideración de régimen especial, clasificándolas en categorías, grupos y subgrupos; en el capítulo II regula el procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial; el capítulo III, los derechos y obligaciones de los productores en régimen especial, y el capítulo IV, el régimen económico.

Con este real decreto se pretende que en el año 2010 se alcance el objetivo indicativo nacional incluido en la directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, de manera que al menos del 29,4% del consumo bruto en electricidad en 2010 provenga de fuentes de energía renovables.

Hay que tener en cuenta la nueva legislación constituida por el RD 616/2007 de fomento de la cogeneración (que transpone a legislación española la Directiva 2004/8/CE), y el RD 661/2007 que permita: Calcular los complementos retributivos en función de su eficiencia, determinar la electricidad que es objeto de las garantías de origen y evaluar los índices de eficiencia de las plantas de cogeneración para discriminar las que deben ser objeto de fomento

Estos índices de eficiencia son función del ahorro de energía primaria y pueden determinarse a partir del calor (H), la energía eléctrica producida (E) y el combustible consumido (F).

Por otra parte, la electricidad de cogeneración (E_{CHP}), debe determinarse a partir del Anexo II de la Directiva Europea o el Anexo II del RD 616/2007 y es función del rendimiento global de la planta y de sus características de diseño. Existen asimismo diferentes criterios de evaluación de las plantas: así, el RD 661/2007 se basa en el rendimiento eléctrico equivalente (REE) y en el RD 616/2007 el índice empleado es el PES, que consiste en el ahorro de energía primaria porcentual y determina cuándo la electricidad de cogeneración es de alta eficiencia y puede certificar la 'Garantía de Origen'.

El Sistema de Garantía de Origen y Etiquetado de la Electricidad puesto en marcha por la CNE desde el 1 de diciembre 2007 pretende informar al consumidor para que éste conozca en detalle el origen de la energía que consume y el impacto ambiental asociado. La iniciativa es una adaptación de la normativa europea. La Directiva 2001/77/CE sobre la promoción de electricidad con fuentes renovables establece en su artículo 5 la necesidad de garantizar el origen de la electricidad. Otro tanto sucede con la Directiva 2004/8/CE relativa a la cogeneración de alta eficiencia.

La Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, exige a los suministradores que indiquen, en sus facturas y junto a su información promocional, el desglose de la contribución que tuvo cada fuente energética primaria en la energía comercializada durante el año anterior, así como información sobre el impacto ambiental, al menos, en relación a las emisiones específicas de CO₂ (g/kWh) y generación de residuos radiactivos de alta actividad (mg/kWh).

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, ratifica el sistema de garantía de origen como elemento de información y transparencia dirigido al consumidor de electricidad.

Mediante el Sistema de Garantía de Origen y Etiquetado de la Electricidad es posible garantizar el origen de la energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables o mediante sistemas de alta eficiencia, determinar la mezcla global de energías primarias que se utilizan

anualmente para producir electricidad, y conocer la mezcla de energía comercializada durante el año anterior por cada empresa comercializadora, así como sus impactos ambientales asociados (etiquetado de la electricidad).

La existencia de diferentes criterios en la Legislación vigente para la evaluación y cualificación de las plantas de cogeneración, requiere un análisis previo y la aceptación preliminar de unos principios fundamentales que permitan conducir a un conjunto de soluciones que deben ser razonables técnicamente, aceptables económicamente y coherentes con las diferentes legislaciones vigentes, no sólo en España sino en el conjunto de los Estados Miembros de la Unión Europea.

La evaluación de estas plantas es relativamente compleja, no sólo por la complejidad legislativa sino por la complejidad y diversidad tecnológica de las mismas y por la dificultad de la medida de los parámetros que determinan su eficiencia y especialmente de la medida del calor útil producido.

2.3 POTENCIAL Y BARRERAS AL DESARROLLO DE LA COGENERACIÓN

Se ha comentado que la cogeneración ofrece diversas ventajas creando una serie de beneficios. A continuación se enumerarán los siguientes puntos para conocer cuál es el potencial que ofrece la cogeneración y las respuestas que nos da con su utilización.

1. La cogeneración es un instrumento clave para la eficiencia energética y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en España, con ahorros económicos significativos. Permite reducir el 2% las importaciones energéticas en España y el 3,2% las emisiones de GEI.
2. La cogeneración es esencial para la competitividad y el mantenimiento del empleo industrial. Más de 1,4 millones de empleos y 40% del PIB industrial (ex-construcción) en sectores donde la cogeneración es clave para su competitividad. La cogeneración aporta competitividad a la industria y actúa como barrera contra la deslocalización y genera ahorros tangibles significativos en múltiples industrias clave del país como es la alimentación, textil, refino y cerámica.
3. La cogeneración actúa como motor de inversión, motivación al desarrollo económico y creación de empleo. El desarrollo de la cogeneración del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) permitirá una inversión acumulada de más de 10.000M€, generando además 25.000 empleos en el sector, distribuidos por las distintas geografías.
4. La cogeneración es fundamental para la seguridad de suministro y la reducción de la dependencia energética. Importancia como fuente de suministro cercano al punto de consumo y con capacidad de generación previsible y garantizada.
5. Adicionalmente, la cogeneración tiene un impacto económico directo muy positivo para el país, con unos beneficios derivados de sus ventajas energéticas superiores a los 1.300M€ anuales. El valor económico directo de la cogeneración supera la retribución percibida por la misma.

Sin embargo, a pesar de estos óptimos beneficios la cogeneración apenas se ha desarrollado desde 2002 y parece difícil alcanzar los objetivos PANER en la trayectoria actual. Se observa según la Ilustración 8 que el desarrollo actual está muy por debajo del potencial y solo se ha aprovechado un 29% del potencial identificado por el IDAE. Además el crecimiento de la potencia neta instalada es de un 0,9% anual en 2002-2009 con lo que supone un crecimiento por debajo de la media de la Unión Europea.



Fuente 8: [2]

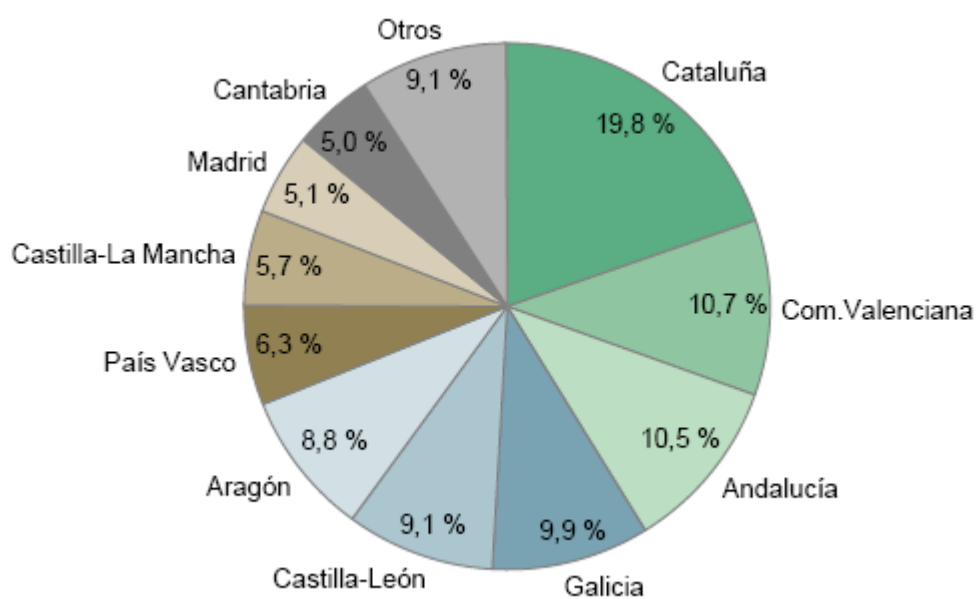
Ilustración 8: Potencia de la cogeneración instalada VS objetivos

Por lo tanto, se puede llegar a la siguiente pregunta: si la cogeneración ofrece tanto y es tan eficiente y eficaz, ¿por qué el crecimiento no es exponencial?

Aquí explicamos cuáles son las barreras que frenan el desarrollo de la cogeneración en España:

- Barreras económicas: estas plantas tienen un nivel de riesgo elevado y específico, que se refleja tanto en los requisitos de tasas de retorno como en las exigencias de pay-back que no se reflejan en la retribución. Además, la inexistencia de incentivos para la cogeneración de más de 50MW impide la realización de un potencial significativo con un impacto positivo para la mejora de la eficiencia energética.
- Barreras de financiación: El contexto actual de crisis económica ha propiciado dificultades de acceso y encarecimiento de la financiación, tanto para compañías industriales como a los promotores, que reducen adicionalmente la rentabilidad de los nuevos proyectos.

- Barreras administrativas: el registro de pre-asignación de potencia añade dificultad burocrática y no se justifica como control especulativo, dado que el potencial de cogeneración es acotado por requerir la existencia de una demanda de calor útil. También existe ambigüedad, y aplicación desigual por comunidades autónomas (Ilustración 9), en los criterios de aplicación del incentivo a la renovación. Hay que añadir que el acceso a punto de red tiene una dificultad específica para el cogeneradores.
- Factor incertidumbre. Existe incertidumbre sobre las asignaciones futuras de derechos de CO₂ y el marco retributivo.



Fuente 9: [2]

Ilustración 9: Potencia instalada por Comunidad Autónoma

2.4 CARACTERÍSTICAS DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Una planta de cogeneración está caracterizada por: la potencia eléctrica que genera la planta, la potencia térmica que recupera, la energía generada anual, el tipo de combustible empleado, el rendimiento global, el rendimiento eléctrico, el rendimiento eléctrico equivalente, y el tipo de refrigeración. Conociendo estos datos es posible hacerse una idea rápida de la planta de cogeneración, sus características principales y hasta su rentabilidad.

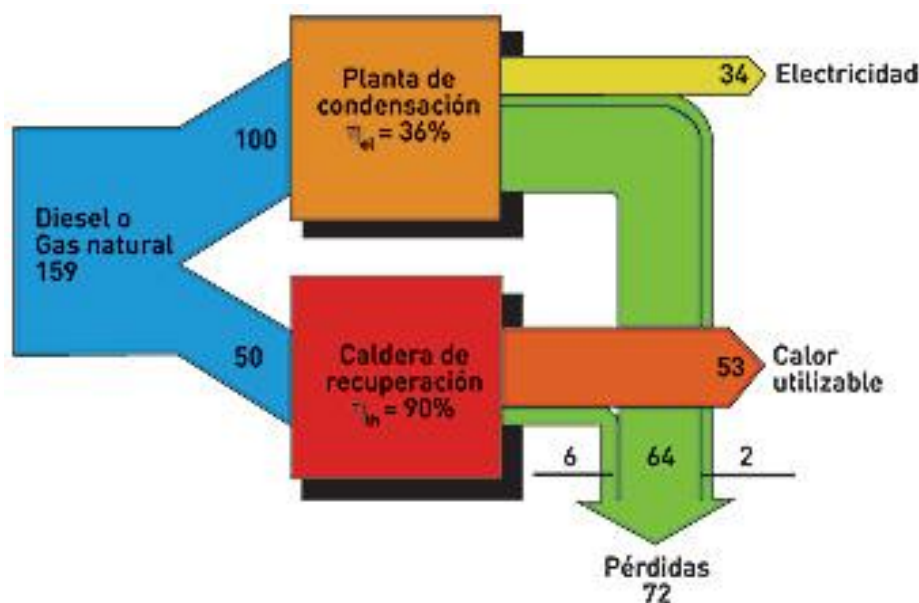
2.4.1 Tipo de Cogeneración

Existen hasta seis tipos distintos de cogeneración que a continuación describiremos de forma breve sus principales características funcionales y térmicas.

2.4.1.1 Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel

Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. En general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de agua de refrigeración de alta temperatura del motor. Son también adecuadas la producción de frío por absorción, bien a través del vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto (Ilustración 10).

Este tipo de instalaciones es conveniente para potencias bajas (hasta 15MW), en las que la generación eléctrica es muy importante en el peso del plan de negocio. Los motores son la máquina térmica que más rendimiento eléctrico tiene.



Fuente 10: [3]

Ilustración 10: Planta de cogeneración con motor alternativo

2.4.1.2 Cogeneración con turbina de gas

En los sistemas con turbina de gas se quema combustible en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es normalmente inferior al de los motores alternativos, pero presenta ventajas que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en los gases de escape, que está a una temperatura de unos 500°C, idónea para producir vapor en una caldera de recuperación.

Cuando se presenta en el denominado ciclo simple, el sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor directamente a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la generación. Su aplicación es adecuada cuando las necesidades de vapor son importantes. Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables a partir de un determinado tamaño y si tienen un importante número de horas de funcionamiento con demanda de calor continua.

Si la demanda de vapor es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad adicional utilizando un quemador de postcombustión, introduciendo combustible directamente a un quemador especial, con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aún suficientemente ricos en oxígeno. Por el contrario, el escape de un motor alternativo tiene un contenido de oxígeno menor del que permite una combustión segura, por lo que es necesario enriquecerlo previamente en oxígeno, si se quiere hacer la postcombustión, y ante esta dificultad, se suele optar por mantener calderas auxiliares de reserva para el caso de necesidades suplementarias de calor.

El diseño del sistema de recuperación de calor es fundamental, pues su economía está directamente ligada al mismo, ya que el peso éste es mayor que en las plantas con motores alternativos.

Existe la posibilidad de aprovechar directamente el calor de los gases de escape sin hacerlos pasar por una caldera. El gas de escape puede ser utilizado en aplicaciones tales como secaderos, bien aplicando directamente el gas de escape sobre el material a secar o a través de un intercambiador gas-aire.

2.4.1.3 Cogeneración con turbina de vapor

En estos sistemas la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa y residuos.

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmósfera, y las turbinas a condensación, en las cuales ésta está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador.

2.4.1.4 Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas

La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina ciclo combinado.

Los gases de escape de la turbina atraviesan la caldera de recuperación, donde se produce vapor a alta presión. Este vapor se expande en una turbina de vapor produciendo una energía eléctrica adicional. El escape de la turbina será vapor de baja presión, que puede aprovecharse como tal o condensarse en un condensador presurizado, produciendo agua caliente o agua sobrecalentada, que será utilizado en la industria asociada. En este tipo de ciclo, si la demanda de calor disminuye, el vapor sobrante en el escape de la turbina puede condensarse, con lo que toda la energía de los gases no se pierde sino que al menos se produce una cierta cantidad de electricidad.

En un ciclo combinado con turbina de gas el proceso de vapor es esencial para lograr la eficiencia del mismo. La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hacen en función de las condiciones de los gases de escape de la turbina de gas y de las condiciones de vapor necesarias para la fábrica.

Una variante del ciclo combinado expuesto, en el que la turbina de vapor trabaja a contrapresión es el ciclo combinado a condensación, en el que el aprovechamiento del calor proveniente del primer ciclo se realiza en la turbina de vapor, quedando ésta como elemento final del proceso. El vapor de salida se condensa en un condensador que trabaja a presión inferior a la atmosférica, para que el salto térmico sea el mayor posible. Este es el ciclo de las centrales eléctricas de ciclo combinado.

2.4.1.5 Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo

En este tipo de plantas, el calor contenido en los gases de escape del motor se recupera en una caldera de recuperación, produciendo vapor que es utilizado en una turbina de vapor para producir más energía eléctrica o energía mecánica. El circuito de refrigeración de alta temperatura del motor se recupera en intercambiadores, y el calor recuperado se utiliza directamente en la industria asociada a la planta de cogeneración. El rendimiento eléctrico en esta planta es alto, mientras que el térmico disminuye considerablemente. Es interesante para plantas con demandas de calor bajas. El calor de escape de la turbina de vapor también puede aprovecharse, en cuyo caso mejora el rendimiento global.

2.4.1.6 Trigeneración

La trigeneración suele referirse a la generación simultánea de tres tipos de energía: energía eléctrica, energía térmica en forma de calor (agua sobrecalentada o vapor) y energía térmica en forma de frío, transformando posteriormente parte de esa agua caliente, sobrecalentada o vapor en agua fría utilizando equipos de absorción (de amoníaco o de bromuro de litio).

La trigeneración permite a la cogeneración, que inicialmente, no era económicamente viable en centros que no consumieran calor, acceder a centros que precisen frío que se produzcan con electricidad. Facilita a la industria del sector alimentario ser cogeneradores potenciales, así

mismo, permite la utilización de cogeneración en el sector terciario (hoteles, hospitales, centros educativos, etc.) donde además de calor se requiere frío para climatización, y que debido a la estacionalidad de estos consumos (calor en invierno, frío en verano) impedía la normal operación de una planta de cogeneración clásica. Al aprovecharse el calor también para la producción de frío, permite una mayor estabilidad en el aprovechamiento del calor.

2.4.2 Potencia eléctrica y parámetros de cálculo

La potencia de una planta es un valor instantáneo y que depende normalmente de las condiciones ambientales (presión, temperatura y humedad ambiental). La potencia eléctrica puede ser bruta, si el dato que se aporta es la suma de la potencia medida en bornes de los generadores, o potencia neta, si se descuenta el consumo de todos los equipos auxiliares de la planta. Si el proceso asociado además consume una parte de la energía eléctrica generada, será conveniente conocer la potencia media exportable.

Relacionado con este parámetro es la energía eléctrica generable anualmente, que será el resultado de multiplicar la potencia por el tiempo de funcionamiento.

Una planta de cogeneración está conectada a la red eléctrica. La electricidad comprada se utiliza para fuerza motriz e iluminación.

A continuación se definirán los distintos parámetros de cálculo para la planta de cogeneración.

- La potencia térmica es la energía térmica útil que puede generar la planta en una hora de funcionamiento.
- Relación calor/electricidad es el cociente entre el calor demandado y la energía eléctrica demandada. Este valor es importante, pero no tiene por qué definir el tipo de planta a construir.
- Los tipos de combustibles usados en plantas de cogeneración pueden ser diversos: biomasa, gasóleo, fuelóleo, biogás o gas natural. La mayor parte de las plantas de cogeneración en España utilizan como combustible el Gas Natural. Además de éste, es posible que algunas plantas tengan un combustible de apoyo para el caso de que el primero fallara.
- El tipo de caldera a utilizar será indicada (acuotubular de haces horizontales o verticales, pirotubular, con o sin postcombustión, de producción de vapor o de agua sobrecalentada), al igual que la producción en Kw o en toneladas/horas y la presión y temperatura del vapor de salida.

- La eficiencia o rendimiento eléctrico es el cociente entre la energía eléctrica generada por la planta y la energía aportada por el combustible. Para calcular el dato, es necesario convertir la cantidad de combustible en energía, para lo cual hay que multiplicar la masa o el volumen de combustible por el poder calorífico inferior (PCI) de éste.

$$\eta_e = \frac{E}{Q} \quad (ec. 1)$$

Siendo:

η_e = Rendimiento eléctrico

Q = Combustible consumido por la planta, en kWh PCI

E = Energía eléctrica generada en un período, medida en bornas de generador (kWh)

Junto con este valor se utiliza el rendimiento global:

$$\eta_g = \frac{V + E}{Q} \quad (ec. 2)$$

η_g = Rendimiento global

V = Calor útil producido (kWh de PCI)

- El rendimiento eléctrico equivalente (REE) se define según la siguiente fórmula:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{Ref H}} \quad (ec. 3)$$

Donde:

$Ref H$ = Valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor

Tipo de combustible		Vapor / agua caliente	Uso directo de gases de escape
Combustibles sólidos	Hulla/coque	88%	80%
	Lignito/briquetas de lignito	86%	78%
	Turba/briquetas de turba	86%	78%
	Combustibles de madera	86%	78%
	Biomasa agrícola	80%	72%
	Residuos biodegradables (municipales)	80%	72%
	Residuos no renovables (municipales e industriales)	80%	72%
	Esquisto bituminoso	86%	78%
Combustibles líquidos	Hidrocarburos (gasóleo + fueloil residual), GLP	89%	81%
	Biocombustibles	89%	81%
	Residuos biodegradables	80%	72%
	Residuos no renovables	80%	72%
Combustibles gaseosos	Gas natural	90%	82%
	Gas refinería/ hidrógeno	89%	81%
	Biogás	70%	62%
	Gas de horno de coque, gas de alto horno, otros gases residuales	80%	72%

Fuente 11: [4]

Ilustración 11: Valores de referencia para la producción separada de calor

De acuerdo a la notación de parámetros, para expresar el combustible y el calor se utiliza “Q” y “V” que se emplea en el RD 661/2007, en lugar de “F” y “H” según la Directiva 2004/8/CE

Este índice es uno de los principales parámetros de una planta de cogeneración. En España, para tener acceso al cobro de primas por generación eléctrica es necesario demostrar que la planta tiene un η_{ee} mínimo, dependiendo del combustible y tecnología empleada.

También hay que destacar en España, de acuerdo con la actual normativa vigente (RD 661/2007) el rendimiento eléctrico equivalente está relacionado con la prima eléctrica a percibir por el promotor, de forma que el aumento de ese rendimiento hace aumentar la prima a percibir y mejora la rentabilidad global del proyecto.

En la siguiente tabla se muestran los valores exigibles de Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) para cada tipo de combustible.

Tipo de combustible	REE mínimo
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49 %
Combustibles líquidos en motores térmicos	56 %
Combustibles sólidos	49 %
Gas natural y GLP en motores térmicos	55 %
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59 %
Otras tecnologías y/o combustibles	59 %
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30 %
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	50 %

Fuente 12: [4]

Ilustración 12: Rendimientos eléctricos equivalentes mínimos exigidos

- El ahorro porcentual de energía primaria (PES) es la relación entre el ahorro de energía primaria y la energía primaria que se hubiera consumido en generación de calor y electricidad.

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{\dot{V}}{\dot{Q}} / Ref H + \frac{\dot{E}}{\dot{Q}} / Ref E} \right] * 100 \quad (ec.4)$$

Ref E

= Valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de electricidad

	Año de construcción : Tipo de combustible:	1996 y años anterio- res	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006- 2011
Combustibles sólidos	Hulla/coque	39,7 %	40,5 %	41,2 %	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,0 %	44,2 %
	Lignito/briquetas de lignito	37,3 %	38,1 %	38,8 %	39,4 %	39,9 %	40,3 %	40,7 %	41,1 %	41,4 %	41,6 %	41,8 %
	Turba/briquetas de turba	36,5 %	36,9 %	37,2 %	37,5 %	37,8 %	38,1 %	38,4 %	38,6 %	38,8 %	38,9 %	39,0 %
	Combustibles de madera	25,0 %	26,3 %	27,5 %	28,5 %	29,6 %	30,4 %	31,1 %	31,7 %	32,2 %	32,6 %	33,0 %
	Biomasa agrícola	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
	Residuos biodegradables (municipales)	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
	Residuos no renovables (municipales e industriales)	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
	Esquisto bituminoso	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	39,0 %
Combustibles líquidos	Hidrocarburos (gasóleo+fueloil residual), GLP	39,7 %	40,5 %	41,2 %	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,0 %	44,2 %
	Biocombustibles	39,7 %	40,5 %	41,2 %	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,0 %	44,2 %
	Residuos biodegradables	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
	Residuos no renovables	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
Combustibles gaseosos	Gas natural	50,0 %	50,4 %	50,8 %	51,1 %	51,4 %	51,7 %	51,9 %	52,1 %	52,3 %	52,4 %	52,5 %
	Gas de refinería/hidrógeno	39,7 %	40,5 %	41,2 %	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,0 %	44,2 %
	Biogás	36,7 %	37,5 %	38,3 %	39,0 %	39,6 %	40,1 %	40,6 %	41,0 %	41,4 %	41,7 %	42,0 %
	Gas de horno de coque, gas de alto horno, otros gases residuales, calor residual recuperado	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %

Fuente 13: [4]

Ilustración 13: Valores básicos de referencia para la generación eléctrica separada

El ahorro de energía primaria especificado en el Anexo III de la Directiva 2004/8/CE introduce algunas particularidades, ya que este índice se refiere únicamente al calor útil producido y a la electricidad de cogeneración producida. Para entender por cogeneración de alta eficiencia de acuerdo a la Directiva se debe obtener al menos un PES de un 10% para conseguir derechos a expedición de garantía de origen a su favor según la Orden ITC/1522/2007. Esta Orden garantiza la acreditación que un número determinado de kWh de energía eléctrica producidos en una cogeneración en un período temporal determinado han sido generados a partir de cogeneración de alta eficiencia. Previo a la expedición de una garantía de origen es necesario analizar si una cogeneración es de alta eficiencia o no.

Existen diversos tipos de combustibles que se pueden utilizar en una planta de cogeneración. Las turbinas de gas pueden utilizar hidrógeno, gas natural, GNL, gas de refinería u otros procesos, GLP, naftas y gasóleo. Los motores además pueden utilizar fuelóleo y gas de coque o gas procedentes de procesos siderúrgicos.

El efecto del combustible a utilizar sobre el rendimiento no es importante. La mayor diferencia reside en el precio y el efecto sobre el medio ambiente.

Parece claro que en caso de existir gas natural en las proximidades, éste es el combustible mejor, sobre todo en el caso de turbinas de gas. El único combustible que compite, con

ventaja, en precio con el gas natural es el fuelóleo para motores diesel, pero tienen la desventaja de limitar el rendimiento, originar mayor coste de mantenimiento y producir mayor contaminación.

En el caso que no haya disponibilidad de gas natural la solución prácticamente obligada es motores diesel de fuelóleo.

Cuando no haya disponibilidad de gas natural, pero haya plan de tenerlos en el futuro, se puede utilizar otro combustible de parecidas características como GLP o GNL hasta que se disponga de él.

2.5 SISTEMAS QUE COMPONEN UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

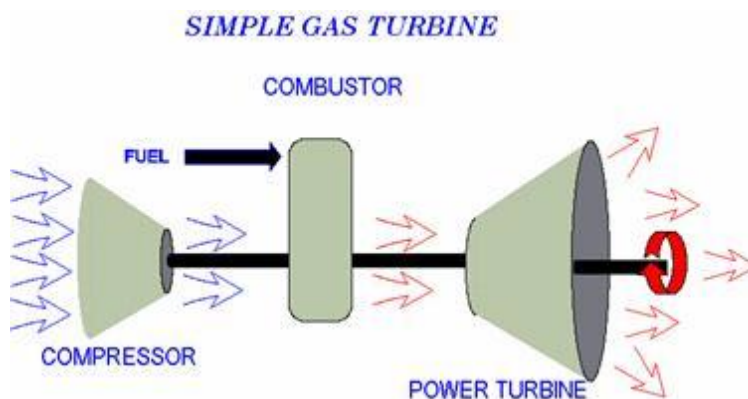
2.5.1 Turbinas de Gas

Una turbina de gas es un motor térmico rotativo de combustión interna, donde a partir de la energía aportada por un combustible se produce energía mecánica y se genera una importante cantidad de calor en forma de gases calientes y con un alto porcentaje de oxígeno.

La máquina sigue un ciclo abierto, puesto que se renueva continuamente el fluido que pasa a través de ella.

El aire es aspirado de la atmósfera y comprimido para después pasar a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición. Los gases calientes, producto de la combustión, fluyen a través de la turbina. Allí se expansionan y mueven el eje, que acciona el compresor de la turbina y el alternador.

Las pérdidas de energía se desprenden en forma de calor que hay que evacuar del sistema. Normalmente no son superiores al 3% de la energía aportada.



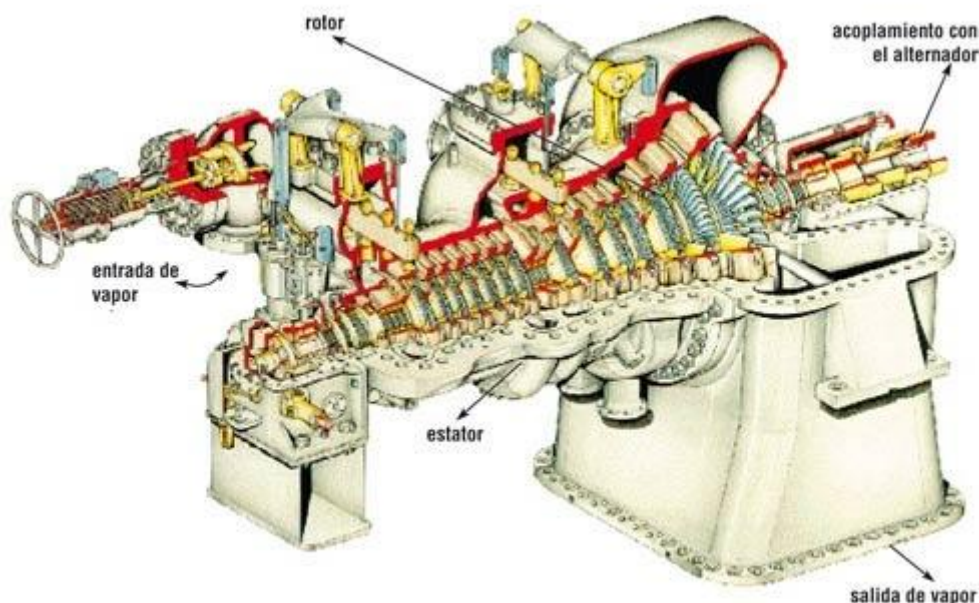
Fuente 14: [5]

Ilustración 14: Turbina de gas

2.5.2 Turbinas de Vapor

La turbina de vapor es un motor térmico cíclico rotativo, de combustión externa, que movido por vapor produce energía mecánica. El vapor entra a alta presión y temperatura, y se expande en la turbina, transformando una parte de su entalpía en energía mecánica. A la salida de la turbina, el vapor ha perdido presión y temperatura.

Al igual que en el caso de las turbinas de gas, el eje suele estar acoplado a un generador directamente o a través de un reductor, donde se transforma la energía mecánica en eléctrica.



Fuente 15: [6]

Ilustración 15: Turbina de vapor de una planta de cogeneración

2.5.3 Motores alternativos

El motor alternativo, es un motor térmico cíclico de combustión interna, de movimiento alternativo, como su propio nombre indica, y convierte la energía química contenida en un combustible en energía mecánica de rotación de un eje. La reacción explosiva de la mezcla aire-combustible en el interior de un cilindro provoca el movimiento lineal del pistón, que la biela convierte en rotación del cigüeñal. De esta manera también se asegura el movimiento alternativo del pistón, que permite renovar los gases producto de la combustión por mezcla fresca, lista para explosionar.

El motor alternativo es una máquina cíclica, pero el fluido se renueva en cada ciclo; se trata por tanto de un ciclo abierto.

El motor alternativo de combustión interna está basado en una tecnología bien conocida y ampliamente usada. Está presente en máquinas tan habituales como los automóviles, barcos, aviones, equipos de obras públicas, y por supuesto, las plantas de producción de energía eléctrica. Los motores empleados en estas plantas se denominan motores estacionarios, porque no van montados sobre vehículos en movimiento. En realidad los motores estacionarios grandes e intermedios, para aplicaciones terrestres son prácticamente iguales a los motores marinos, y desde el punto de vista del diseño de ellos tienen su origen en estos. Existe una gran variedad de motores estacionarios para el mercado de generación eléctrica, que incluye sistemas de emergencia y de respaldo, equipos para picos de demanda, para demandas intermedias y para ser utilizados como carga base. Muchos de estos motores combinan la producción de energía eléctrica con la producción de energía térmica.

Los motores se pueden clasificar según diferentes parámetros: su ciclo termodinámico, el combustible empleado, la presencia o no de compresor, la velocidad de giro, etc.

Los ciclos termodinámicos que se emplean casi exclusivamente en motores son dos: el ciclo Otto y el ciclo Diesel. En ambos casos el ciclo puede tener dos o cuatro tiempos. Los motores alternativos de gas que se usan en plantas de cogeneración siguen un ciclo Otto, y son de cuatro tiempos.

Los motores Diesel o de compresión han sido tradicionalmente los más usados para pequeñas y grandes aplicaciones en generación eléctrica. Pero sus mayores niveles de emisión y el alto precio de combustible los han ido relegando hasta el papel secundario que ocupan en la actualidad, salvo en el caso de generación eléctrica en islas y para motores de emergencia.

En cuanto a la recuperación térmica en motores, a diferencia de lo que ocurre en turbinas de gas, la energía térmica recuperable está repartida entre tres circuitos:

- Gases de escape
- Agua de refrigeración de camisas y aire de alta temperatura (circuito de alta temperatura)
- Agua de refrigeración de aceite y aire de admisión de baja temperatura (circuito de baja temperatura)

La diferencia principal entre los ciclos Otto y Diesel radica en el momento en que se produce la mezcla aire-combustible. En el ciclo Otto el gas aspirado por el cilindro es ya una mezcla, mientras que en el ciclo Diesel el combustible se inyecta a alta presión en la cámara de combustión al final de la compresión. Otra diferencia es la relación de compresión, que en el caso del ciclo Diesel suele ser bastante superior a la del ciclo Otto, por lo que obtiene mejores rendimientos. Esto está evolucionando porque se está llegando en motores ciclo Otto a relaciones de compresión similares a las del ciclo Diesel y en algunos motores de gas, el combustible también se inyecta directamente en el cilindro.

Por último, la diferencia más importante es el método que se emplea para producir la explosión de la mezcla. En un motor Otto es necesaria la adición de una energía exterior de activación para producir la reacción, normalmente suministrada por una bujía, mientras que en un motor Diesel, las condiciones de temperatura y presión alcanzadas en la cámara de combustión son suficientes para que la mezcla se inflame. Esta diferencia en el funcionamiento también supone unos requerimientos distintos para el combustible, que debe aguantar sin inflamarse hasta el momento exacto en que se precisa que lo haga.

En cuanto al combustible utilizado, existen muchos tipos: gas natural, biogases, gases derivados del petróleo (GLP), gases de refinería, gasolina, gasóleo, fuelóleo, etc.

2.5.4 Diferencias técnicas entre motores y turbinas

Con respecto a los factores técnicos existen diferencias técnicas entre motores y turbinas, que podemos clasificar según las características físicas de la máquina, según los rendimientos actuales, los combustibles a utilizar y la necesidad de mantenimiento. También condicionan la ubicación, marcan las necesidades de espacio y las precauciones en el diseño para protección contra accidentes.

El rendimiento mecánico de los motores puede ser muy elevado, acercándose al 50% en motores grandes de dos tiempos, pero por el contrario el calor aprovechable tiene diversas fuentes y gran parte de él es a baja temperatura.

Los rendimientos eléctricos de las turbinas de gas son siempre menores que los de los motores de la misma potencia, aunque poco a poco se están acercando. Por el contrario, tienen la ventaja de disponer de una sola fuente de recuperación de calor y además de alta temperatura, lo que facilita la combinación con turbinas de vapor, aumentando el rendimiento eléctrico total.

La energía eléctrica es igual en todos los casos, pero la térmica no. En las ilustraciones se puede comparar la distribución de energía térmica y su nivel térmico en instalación con turbina de gas y con motores. Esta diferente distribución de energía supone un aprovechamiento más fácil en una instalación de turbina de gas. Así, en una fábrica en la que solo se consume vapor de 4 bar saturado, el rendimiento global con plantas de turbinas de gas puede ser mayor del 85% y con motores difícilmente se superaría el 65%. No obstante, en algunos casos se puede llegar a un buen rendimiento global cuando el proceso que aprovecha el calor puede consumir el calor de baja temperatura (60°C-90°C) procedente de los motores.

Una diferencia importante es que las instalaciones con turbina de gas funcionan casi siempre a plena carga para que sean rentables; por el contrario el rendimiento de los motores varía muy poco en un rango amplio de carga. Es muy frecuente diseñar la planta utilizando varios motores por necesidades de mantenimiento y fiabilidad, además de dar mayor flexibilidad a la planta.

2.5.5 Calderas de recuperación

Una caldera es un aparato a presión, donde el calor procedente de un combustible o de otra fuente de energía se transforma en energía térmica, utilizable a través de un fluido caloportador en fase líquida o vapor.

Las calderas que se utilizan en las plantas de cogeneración son calderas que recuperan el calor contenido en los gases de escape de la máquina térmica de combustión (motor o turbina de gas). En ellas se calienta agua, que se convierte en vapor que se utiliza para mover una turbina de vapor y/o como fluido caloportador que aporta calor a alguna fase del proceso industrial al que está asociada la planta de cogeneración. Son el elemento de unión entre la generación de electricidad y la generación de calor útil.

Las partes fundamentales de una caldera son:

- Cámara de combustión u hogar, donde se realiza la combustión
- Cuerpos de intercambio, donde se transfiere el calor de los gases calientes al fluido caloportador.
- Quemadores
- Envolvente o carcasa que aísla el cuerpo intercambiador del exterior.
- Conjunto de elementos auxiliares y de control de la caldera.

Las calderas pueden ir dotadas de los siguientes componentes externos o no al cuerpo de la misma:

- Economizador: Intercambiador de calor que precalienta el agua de entrada a la caldera, tomando calor de los humos o gases de escape.
- Recuperadores o regeneradores de calor: intercambiadores de calor, que precalientan el aire de entrada a la cámara de combustión a partir de los gases de escape.

Las calderas o generadores de vapor que producen vapor sobrecalentado, (que es utilizado en la mayoría en las turbinas de vapor) llevan incorporadas a la misma un sobrecalentador o cambiador de calor que genera el vapor sobrecalentado a partir del vapor saturado producido en el vaporizador de la caldera.

2.5.6 Calderas de recuperación de aceite térmico

En algunos casos se requieren en el proceso altas temperaturas. Esto se puede conseguir con muy altas presiones de vapor, pero se aumenta mucho el coste de la caldera. Para evitarlo se recurre a la producción de aceite térmico, que tiene una muy alta temperatura de evaporación, por lo que a presiones moderadas se puede trabajar con altas temperaturas.

Las calderas de aceite térmico presentan una serie de ventajas sobre las calderas convencionales:

- Tienen menos elementos. Tan solo requieren la propia caldera, indicadores de nivel, presión y temperatura y las bombas de recirculación. Se eliminan las bombas de alimentación, el condensador, las bombas de recirculación, las de dosificación de productos químicos, el desgasificador, etc.
- Por la presión y la temperatura a la que trabajan no son considerados aparatos a presión, por lo que la exigencia de mantenimiento legal es menor.
- Al ser un fluido viscoso, las fugas son menores que en el caso de calderas de vapor o agua sobrecalentada. Eso sí, cuando se produce una fuga las manchas de aceite o los derrames hay que limpiarlos y recogerlos.
- La distribución de temperaturas en la zona que es calentada con el aceite térmico suele ser mucho más homogénea y más fácilmente controlable.

Con las calderas de aceite térmico se evitan los inconvenientes del tratamiento de agua de reposición y los riesgos respecto a la seguridad de los recipientes de presión, que tienen las calderas de vapor. No obstante, aparece el problema de la degradación del aceite, que obliga a su reposición periódica y la problemática de eliminación de este producto por razones

medioambientales. Estas calderas, pueden ser de combustión (con quemador), de recuperación o mixtas.

En algunas ocasiones se precisa para el proceso tanto aceite térmico como vapor o agua caliente. Una buena solución en esos casos es una caldera en dos etapas. La primera es aceite térmico y después se encuentra la parte de generación de vapor. De esta manera conseguimos una mayor recuperación de calor, ya que los gases pueden ser refrigerador hasta una temperatura menor. No hay que olvidar poner by-pass de gases a cada una de las secciones, para asegurar que la limitación en las necesidades de calor, para la producción de uno de los fluidos, no limita la producción del otro.

2.5.7 Plantas de frío: Máquinas de absorción

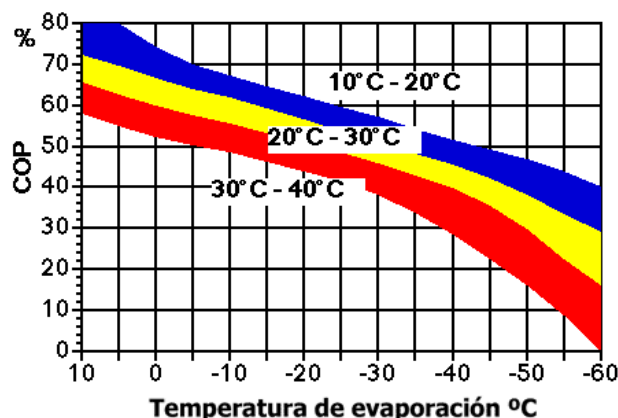
El aprovechamiento de calor residual para la producción de frío supuso un desarrollo de los sistemas de cogeneración de forma que la posibilidad de obtener frío con la recuperación de calores residuales hizo rentables plantas de cogeneración que en principio, con el aprovechamiento de energía eléctrica y calor útil, no lo eran. Así se conseguía que determinadas plantas cuyo aprovechamiento térmico era estacional tuvieran un periodo anual de aprovechamiento mayor.

El frío generado a partir de agua caliente, agua sobrecalentada o vapor se emplea generalmente para el acondicionamiento de aire o para determinados procesos que necesitan una temperatura baja. Tiene la ventaja de que es fácilmente almacenable en forma de agua fría, pudiendo alcanzar temperaturas por debajo de los 0°C.

Para producir frío aprovechable a partir de agua caliente o vapor se emplean máquinas de absorción. Existen dos tipos de procesos diferenciados: los que emplean una solución de bromuro de litio como sustancia absorbente y lo que emplean una solución de amoníaco.

El rendimiento de estas máquinas se denomina COP (coefficient of performance) y es la relación entre el frío producido y el calor aportado a la misma por el foco caliente. Esta cantidad puede ser mayor que la unidad sin contradecir las leyes de la termodinámica.

El COP de las máquinas de bromuro de litio está en torno al 0,65 en las de simple efecto y del 1,1 en las de doble efecto. Para las máquinas de absorción de amoníaco-agua se muestra la relación en la Ilustración 16.



Fuente 16: [7]

Ilustración 16: COP vs Temperatura

2.5.8 Sistemas de refrigeración

Las plantas de cogeneración necesitan ser refrigeradas, pues la combustión genera más energía que la que la planta es capaz de transformar en energía eléctrica y energía térmica aprovechable. De este modo es necesario evacuar a la atmósfera el agua de refrigeración del circuito de baja temperatura de los motores alternativos, el calor no aprovechado del circuito de alta temperatura de estos motores, el calor de condensación en turbinas de vapor, el calor de los aceites de lubricación, el de los devanados de los alternadores, etc. Puesto que el rendimiento global no suele superar el 85%, una planta de cogeneración necesita evacuar al menos entre el 10% y el 15% de su potencia térmica total.

Para evacuar parte de su potencia térmica total existen diversos sistemas de refrigeración como son las torres de tiro inducido, las torres de tiro forzado, las torres de tiro natural y los aero-refrigeradores.

De estos sistemas de refrigeración expuestos, la referida a la refrigeración por aire es la menos agresiva con el medio ambiente, pero la que tiene un coste más elevado y la que provoca en la planta una mayor disminución del rendimiento. Su funcionamiento es el siguiente; el vapor o agua caliente se hace pasar a través de unos haces tubulares aleteados, aletas que aumentan la superficie de contacto con el aire. El vapor o el agua caliente se enfrían en contacto con la pared metálica del aerocondensador, que a su vez es enfriado por la poderosa corriente de aire que provocan los ventiladores, colocados generalmente en plano horizontal.

Para las torres de tiro inducido el agua caliente procedente de la refrigeración se deja caer por el interior de la torre mediante un sistema de distribución de agua que debe caer uniformemente sobre el relleno. En la parte superior hay unos ventiladores que hacen que el aire circule a contracorriente del agua. El fenómeno de cesión de calor se debe a que al entrar en contacto el agua caliente con el aire se forma una película de aire húmedo alrededor de cada gota. El agua que pasa al aire, y por tanto se evapora, extrae el calor necesario para la evaporación del propio líquido y produce un enfriamiento del mismo. Por la parte superior sale

el aire húmedo, visible si las condiciones ambientales dificultan la dispersión de este vapor en el aire. Este vapor visible se denomina penacho o pluma, y aunque es vapor de agua y no es contaminante, tiene un cierto impacto visual.

Una de las principales ventajas de este tipo de torre es que puede ser bastante baja, disminuyendo así la energía requerida para el bombeo de agua a las partes altas de la torre.

2.5.9 Sistemas de Control

Las plantas de cogeneración están altamente automatizadas y el sistema de control distribuido se encarga de centralizar y coordinar todos los sistemas. El sistema de control requiere miles de cables, señales, tarjetas, relés, etc., con lo que la búsqueda de averías y errores que puedan cometerse durante el montaje de la planta o tras accidentes graves es a veces muy complicada. Existen salas refrigeradas en las que se localizan de forma exclusiva los armarios de conexionado de señales y las tarjetas electrónicas, y que conviene que estén separadas de las salas dedicadas a los sistemas eléctricos de potencia.

3 EVALUACIÓN DE LA SOLUCIÓN TECNOLÓGICA

El proceso de evaluación comienza con una serie de propuestas y restricciones tanto técnicas, como económicas y legales. Todos los puntos han de ser evaluados y ponderados minuciosamente ya que todos los factores afectan al proceso de decisión.

A continuación, se explicarán los criterios a seguir para la selección del tipo y tamaño de la planta de cogeneración.

3.1 CRITERIO PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO Y TAMAÑO DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN

Los equipos analizados, motor y turbina de gas son, ambos, máquinas térmicas de combustión interna. El motor alternativo es la tecnología más antigua. En cogeneración se utilizan los dos tipos más conocidos, motores con ciclo Otto y con ciclo Diesel. Los motores que se utilizan en cogeneración industrial provienen prácticamente siempre de desarrollo de motores. Debido a esta utilización el motor ha ido en la línea de aprovechar combustibles cada vez más baratos (pesados), puesto que el consumo de combustible en los barcos es un coste muy importante por su larga utilización. Los motores son pesados y lentos buscando mayor fiabilidad y vida útil más larga, ya que el peso en un barco no tiene mucha importancia. En ellos hay gran experiencia y actualmente se está prácticamente al límite de los rendimientos alcanzables. En el caso de los motores de gas todavía está evolucionando, mejorando los sistemas de combustión y se encuentran ya muy cerca de los rendimientos de los motores diesel.

Las turbinas de gas son una tecnología más reciente, que proviene de la industria militar y aeronáutica. Aparecen continuamente nuevos modelos y se continúan mejorando los rendimientos de los anteriores. En los usos aeronáuticos el peso tiene mucha importancia, por lo que las turbinas son siempre ligeras. La concepción de la máquina imposibilita la utilización de combustibles pesados. Los desarrollos en turbinas de gas están muy ligados al desarrollo de nuevos materiales que son los que limitan la temperatura más elevada del ciclo y por tanto su rendimiento.

Hay cuatro tipos de factores que influyen en la decisión:

1. Factores técnicos
2. Factores económicos
3. Precios de la energía
4. Limitaciones medioambientales

Todos los factores inciden en el coste de la planta y en el beneficio que proporciona y por tanto condicionan los resultados económicos del proyecto, que al final nos permitirá decidir la mejor alternativa. El concepto de cada máquina es diferente, de acuerdo al punto 2.5.4 donde se según su ficha técnica los motores por ser alternativos tienen mayores necesidades de mantenimiento, pero por ser máquinas más conocidas, su mantenimiento puede ser realizado por personal menos especializado. Ahora bien los motores tienen un coste de mantenimiento importante mientras que las turbinas de gas tienen unos costes notablemente inferiores.

El efecto del combustible a utilizar sobre el rendimiento de la planta no es importante. La mayor diferencia reside en el precio y el efecto sobre el medio ambiente. Parece claro que en caso de existir gas natural, éste es el combustible mejor, especialmente para las turbinas de gas. El único combustible que compite, con ventaja, en precio con el gas natural es el fuelóleo para motores diesel, pero tienen la desventaja de originar mayor coste de mantenimiento y producir mayor contaminación.

En este sentido es interesante destacar que un técnico encargado del diseño de una planta de cogeneración debe tener muy claro que un buen rendimiento global es una garantía de rentabilidad bajo cualquiera de las condiciones.

Todos los factores técnicos se transforman en económicos teniendo que considerar además de ellos un factor puramente financiero: la inversión. No hay grandes diferencias en la inversión de una planta con motores y turbinas para plantas intermedias (10MW). En plantas con turbinas el coste por MW aumenta a bastante velocidad por debajo de 5 MW, mientras que en motores se mantiene bastante constante el coste por MW, incluso para 2 ó 3 MW.

El tamaño de una planta de cogeneración lo define la demanda de calor del proceso. Es decir, la planta de cogeneración debe utilizar todo el calor disponible en el proceso, ya que el calor no puede transportarse a distancia. La energía eléctrica que produce la planta es un resultado del que se utiliza en el sitio y el sobrante se exporta a la red eléctrica nacional.

Hay que aprovechar todo el potencial de cogeneración para conseguir el máximo rendimiento global y dentro de éste que la mayor parte posible sea electricidad. Pero, ¿por qué aprovechar todo el potencial es lo mejor? Cuanto mayor es el tamaño de la máquina más eficiente es. Es decir, las máquinas grandes tienen mayor rendimiento eléctrico, que es la energía útil y por tanto, valiosa.

Sin embargo hay dos dificultades a las que nos debemos enfrentar: las fábricas no suelen tener una demanda térmica constante y la cantidad de energía térmica útil de una planta de cogeneración determinada depende del nivel entálpico requerido, puesto que siempre hay calores desprendidos a niveles térmicos bajos.

En resumen, para determinar la planta de cogeneración adecuada, deberíamos seguir los siguientes pasos:

1. Inventariar todos los consumos de calor y frío de la instalación y analizar su perfil.
2. Determinar el potencial técnico de cogeneración, en función del valor típico de demanda de calor.
3. Determinar el tipo de motor primario, en función de los combustibles disponibles, el tamaño de la planta, el tipo de demanda y variación de la demanda.
4. Hacer el cálculo energético y económico de varias alternativas.
5. Seleccionar la alternativa que siendo técnicamente factible cumpla con el rendimiento eléctrico equivalente exigido en un período anual y de los mejores indicadores económicos.

3.2 ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE LA FÁBRICA

De acuerdo a los datos que nos ha proporcionado la empresa láctea se debe comenzar a valorar nuestra instalación y analizar el perfil de la misma.

Los datos de los que partimos son los mostrados en la Tabla 1. La planta láctea presenta una demanda térmica de 6 t/h a 13 bar mientras que su demanda de frío es de 700 kW_f a 7°C durante 6000h/año de funcionamiento. Así con estos datos de partida se tendrá que describir cuánto vapor y en qué condiciones se diseñará la planta para cumplir con los requisitos solicitados.

	DEMANDA VAPOR	DEMANDA FRÍO	HORAS FUNCIONAMIENTO	PRESIÓN MÁXIMA DE TRABAJO
	(t/h)	(kW _f)	(h/año)	(bar)
PLANTA LÁCTEA	6	700	6000	13

Fuente 17: [8]

Tabla 1: Demanda de la planta láctea

Debemos atender a las condiciones de emplazamiento. Esta factoría lechera pertenece al grupo CAPSA (Cooperación Alimentaria Peñasanta) y su ubicación se encuentra en la zona Noroeste de Madrid en el municipio de Zarzalejo. La factoría se encuentra aproximadamente a 957 metros sobre el nivel del mar en las coordenadas 40°32'06.63" N y 4°09'06.95" W, muy próximo al casco urbano de Zarzalejo según se muestra en la Ilustración 17.



Fuente 18: [12]

Ilustración 17: Ubicación de CAPSA en Zarzalejo, Madrid

Como se ha comentado anteriormente se llevará a cabo la simulación de acuerdo a tres ciclos, éstas son las características más relevantes para su simulación:

- Planta con motor de combustión interna. Estos motores presentan buenos rendimientos y precios razonables a partir de una potencia eléctrica de 1MW. Dada la presión y el caudal del vapor demandado, el sistema de recuperación de calor adecuando es un generador de vapor de recuperación que se compondría de una caldera y un economizador para precalentar el agua de aporte a la caldera.
- Planta con Turbina de Gas en ciclo Simple. Todo el aprovechamiento del calor se realiza a través de los gases de escape. Los gases de escape de la turbina tienen una elevada temperatura. El sistema de recuperación de calor se compone de una caldera y de un economizador.
- Planta de Ciclo Combinado (TG+TV). Las turbinas de gas expulsan los gases de escape a elevada temperatura y pueden ser aprovechadas para generar vapor a mayor presión y temperatura para introducir en una turbina de vapor antes de entrar a proceso. Como contrapartida, supondrá una mayor inversión en el generador de vapor además de añadir el coste de la turbina.

3.3 SIMULACIÓN PLANTA DE COGENERACIÓN

Con el programa Gate Cycle y según los datos de demanda de la factoría lechera se ha trabajado para modelar una planta de cogeneración de acuerdo a las tres alternativas que se han deliberado en el anterior punto para analizar qué opción se elegirán con respecto a la valoración técnica y legal.

Para llevar a cabo estas simulaciones se han buscado qué elementos introducir para obtener los resultados óptimos de trabajo de la planta lechera, teniendo en cuenta en todo momento las demandas dadas por la fábrica.

La demanda de frío requerida es de 700 kW_f a 7°C, entendida como una media dada por la fábrica lechera. Esta demanda ha sido analizada de acuerdo a la curva de consumo a lo largo de un año. Hay que dimensionar, diseñar y operar en base a la demanda térmica. Se busca la demanda base, dejando las puntas a los sistemas convencionales. Se partirá, por tanto, según una demanda base de 515 kW_f. Por lo tanto, se desarrollará un sistema conservador con una máquina de absorción con un COP= 0,688. Así pues, el calor necesario para producir este frío será de:

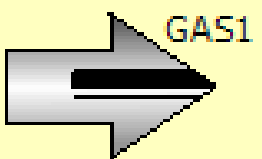
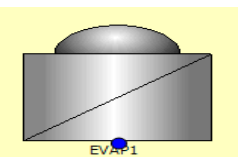
$$Q_{\text{necesario en máquina de absorción}} = 515 / \text{COP} = 748,54 \text{ kWt} \quad (\text{ec.5})$$

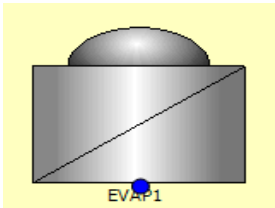
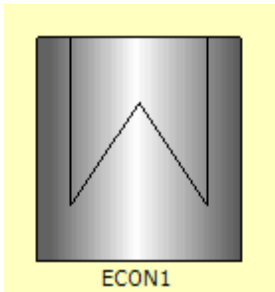
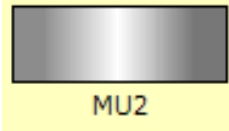
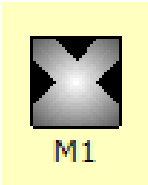

De esta manera, a partir de estos datos se plantearán las distintas alternativas atendiendo a los datos aportados y previamente calculados.

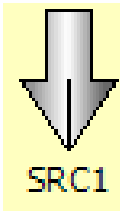
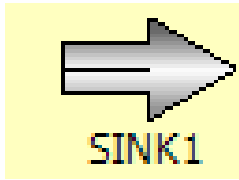
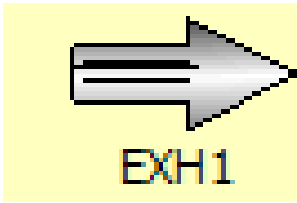
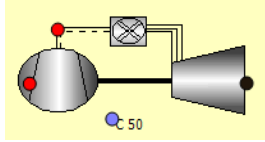
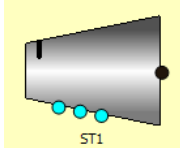
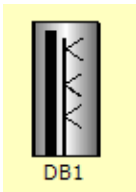
3.3.1 Elementos de simulación

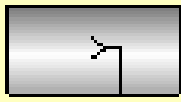
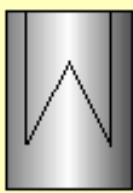
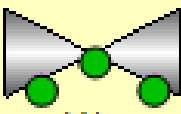

Los elementos a utilizar han sido elegidos según su funcionalidad para obtener los resultados demandados por la empresa, para ello se han variado y ajustado parámetros para obtener los flujos y temperaturas necesarias.

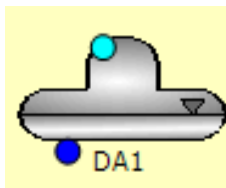
A continuación se mostrarán los elementos que conforman el programa de simulación y con los que finalmente se han proyectado las distintas alternativas.

ELEMENTOS	DESCRIPCIÓN
	Los bloques de gas (GAS como aire, fuel o fuente de gas para una pieza de equipo) representan la adición arbitraria de flujos de gases al sistema. Se especifica el ratio de flujo de fuente de gas, la composición y el estado del flujo de gas.
	Un evaporador es un intercambiador de calor utilizado para extraer la energía de una corriente de gas caliente y transferirla al agua para producir vapor. Un evaporador consiste en una serie de tubos con aletas a través del cual pasa el vapor, por la parte externa de los tubos pasa el flujo de gas caliente. Los parámetros de operación importantes son la presión de operación del evaporador, la fracción

	<p>de purga, y la eficacia del intercambiador de calor (una proporción de la transferencia de calor real en el evaporador a la transferencia de calor máxima posible). Normalmente, el sistema de la central de control mantiene un nivel constante de agua en el evaporador del tambor, forzando la bomba de alimentación para suministrar más agua si el nivel empieza a disminuir, y enviar menos agua si el nivel es cada vez mayor. La aplicación GateCycle imita este comportamiento de control al tener el evaporador siempre que enviar una "señal de demanda de flujo" (calcular su propia tasa de flujo de agua), aguas arriba de su puerto de entrada de agua.</p>
	<p>Un economizador es un intercambiador de calor utilizado para extraer la energía de una corriente de gas caliente y transferirlo a una corriente de agua líquida para calentar el agua, sin hervir. Un economizador consiste en una serie de tubos con aletas a través del cual pasa el vapor, por la parte externa de los tubos pasa el flujo de gas caliente. Los parámetros importantes de funcionamiento incluyen las pérdidas de carga del agua que pasa a través de los tubos y el gas que fluye alrededor de los bancos de tubos, las temperaturas de salida del agua y las corrientes del gas y la eficacia del intercambiador de calor (una proporción de la transferencia de calor real en el economizador de la transferencia de calor máxima posible).</p>
	<p>El icono Make-up añade agua o vapor para el sistema para compensar los flujos de masa del sistema. Make-up utiliza durante la ejecución GateCycle los datos de otros iconos. Las entradas opcionales están disponibles para ajustar los cálculos del sistema de calor y la eficiencia basada en el flujo MAKE-UP.</p>
	<p>Un Mixer o mezclador se utiliza para mezclar dos o tres corrientes juntos. Las corrientes pueden ser de vapor / agua o corrientes de gas. Si alguna de las corrientes de entrada es el gas, entonces la corriente de salida será un flujo de gas. No es requerida una entrada para un mezclador, sin embargo las opciones de masa y de control de presión están disponibles para ser usadas.</p>
	<p>Las bombas se utilizan para aumentar la presión de los fluidos. Los parámetros de operación importantes son el rendimiento isoentrópico de la bomba y la presión de salida. También se pueden introducir los datos para la recirculación y el control de control de válvula de presión.</p>

	<p>El icono Source o Fuente se utiliza para representar la adición de agua o vapor a un sistema. Se especifica el caudal deseado de una fuente y el estado del vapor de agua / flujo de agua. Las entradas opcionales están disponibles para ajustar los cálculos del sistema de calor y la eficiencia basada en el flujo SOURCE.</p>
	<p>El icono SINK se utilizan en la aplicación GateCycle para representar los flujos de agua o vapor que sale de un sistema. Las entradas de usuario no son obligatorias, sin embargo los iconos del SINK debe ser utilizados para terminar con la salida de cualquier flujo de la configuración del modelo del ciclo. Las entradas opcionales están disponibles para controlar su tasa de entrada de flujo de masa y de la presión o para ajustar los cálculos del sistema de calor y la eficiencia de cuantificar la pérdida de energía del sistema.</p>
	<p>El flujo de escape (EXH de escape) se utiliza para representar el flujo de las corrientes de gas de modelos GateCycle. También se puede utilizar para ajustar automáticamente aguas arriba entradas de equipo para lograr una presión de salida deseada. También se puede utilizar para realizar los cálculos de la transferencia de calor y la eficiencia. Un icono de equipos EXH debe ser utilizado para terminar todas las rutas de flujo de gas.</p>
	<p>Con el icono de GTDATA turbina de gas el usuario entra directamente en la turbina de gas donde se opera con los parámetros que se utilizarán en el análisis GateCycle. Existen varios métodos de cálculo en el GateCycle los cuales determinan la potencia, la transferencia de calor, el flujo de combustible, los gases de escape y la temperatura de salida.</p>
	<p>La turbina de vapor ST se utiliza para modelar una sección de una turbina de vapor o una unidad de turbina. No es raro que para modelar con precisión la turbina sea necesario romper un ST entero en "secciones" (varios iconos ST).</p>
	<p>El QUEMADOR representa un quemador de tubo, donde el combustible se quema en la HRSG de gas de escape para elevar su temperatura, lo que aumenta la cantidad de vapor que se pueden producir en la caldera de recuperación. Los parámetros de operación importantes de la hornilla del conducto son: la metodología de control utilizada para determinar la temperatura del gas de salida (es decir, la cantidad de combustible para quemar), el tipo de combustible y el contenido de energía, la eficiencia de la combustión, y la caída de presión de la corriente de gas.</p>

 <p>TMX1</p>	<p>El control de temperatura modela la ejecución de un mezclador de dos canales paralelos, donde se varía el caudal de la corriente de entrada de control para fijar la condición de salida de la corriente de salida. El mezclador de control de la temperatura controla automáticamente la velocidad de flujo en el puerto de control. Una aplicación típica de la mezcladora de control de temperatura es modelar el comportamiento de un atemperador para moderar la temperatura del vapor que sale de un sobrecalentador. Otra aplicación es para simular un circuito de recirculación para calentar agua que entra en el economizador a temperatura más baja para evitar la corrosión. Los parámetros clave de funcionamiento son el método y el valor que se utiliza para determinar las condiciones termodinámicas del vapor de salida / corriente del agua y la caída de presión.</p>
 <p>SPHT1</p>	<p>Un sobrecalentador es un intercambiador de calor que extrae energía de una corriente de gas caliente y lo transfiere a una máquina de vapor (vapor de agua) a la corriente de sobrecalentamiento del vapor por encima de la temperatura de saturación. En un generador de vapor típico de recuperación de calor, un recalentador consiste en una serie de tubos con aletas a través del cual pasa el vapor, por la parte externa de los tubos pasa el flujo de gas caliente.</p>
 <p>V1</p>	<p>La Válvula de Expansión se puede utilizar en la aplicación GateCycle para dar cuenta de los efectos de las tuberías y válvulas en una configuración de ciclo. La tubería PIPVLV / icono de equipo de válvulas se utiliza para la pérdida de presión o la temperatura del modelo de la pérdida a través de tuberías, aumento de energía a través de tuberías de calefacción u otras fuentes de energía genérica, y las caídas de presión en las válvulas. También puede realizar simples cálculos de la caldera auxiliar para la adición de vapor arbitrario en los sistemas. Los parámetros de operación importantes incluyen las pérdidas de carga de la corriente que pasa por el equipo PIPVLV y el cambio de energía especificado. Si lo desea, puede fijar la presión de salida de un icono de equipo PIPVLV y el control de la presión de entrada con entradas PIPVLV.</p>
 <p>DA1</p>	<p>El DEAER modela la ejecución de un desaierador. El calor de los flujos de entrada de vapor se utiliza para purgar el agua de alimentación de la caldera de entrada (BFWIN). El desaierador logra que el agua de alimentación de la caldera llegue a condiciones de saturación según la condición de operación (Ley de Henry). Los parámetros clave de funcionamiento son: el método de control del</p>



desaireador, el método utilizado para determinar el flujo de ventilación, y (posiblemente) la presión deseada de funcionamiento del desaireador. Para satisfacer el balance energético de la saturación del agua de alimentación de la caldera, debe dejar que el desaireador determine: 1. ¿Cuánta energía (flujo de vapor) debe entrar o salir de la unidad mientras opera a una presión dada? ó 2. ¿Cuál es la presión del desaireador para funcionar con una determinada cantidad de energía? El desaireador necesita un grado de libertad para satisfacer la ecuación que es un balance de energía en condiciones de saturación.

Fuente 19: [8]

Tabla 2: Elementos GateCycle

3.3.2 Alternativa 1: CICLO MOTOR

Para esta alternativa nos centramos en el análisis de una planta con motor de combustión interna, los cuales presentan buenos rendimientos y precios razonables a partir de una potencia eléctrica de 1MW. De acuerdo a la demanda térmica, se buscará un motor de acuerdo a las características necesarias para aprovechar al máximo el vapor y el frío generado para cubrir las necesidades de fábrica.

El ciclo motor será simulado teniendo en cuenta dos partes para la producción de frío: una de ellas será según la fuente de calor debida al circuito de refrigeración de alta temperatura (HT) y la fuente de gases de escape. En nuestro caso, la simulación será llevada sólo por la parte de gases de escape, debido a que la parte de HT requiere una simulación a parte del modelo, la cual no puede ser simultaneada con el modelo con el que se trabaja.

Así pues, según los datos aportados y calculados se ha decidido por la incorporación de un Motor de Gas JGS 420 GS-A05. Las características técnicas se muestran a continuación.

DESCRIPCIÓN TÉCNICA	MOTOR JGS 420 GS-105	
POTENCIA	3.295	kW
POTENCIA ELÉCTRICA	1.415	kW
ENTRADA GAS	7.491	kg/h

Fuente 20: [8]

Tabla 3: Datos técnicos Motor JGS 420 GS-A05

El siguiente diseño realizado con Gate Cycle (Ilustración 18) muestra el esquema de funcionamiento de un ciclo motor. Como se ha podido comprobar en el apartado 3.3.1. no existe el icono de un motor por lo que su simulación parte de los gases de escape. En este

icono se debe introducir los datos del motor además de los datos de la composición de los gases de escape, según Fuente 21: [8]

Tabla 4, que para optimizar el proceso de quemar el gas ha de cumplir estos requisitos.

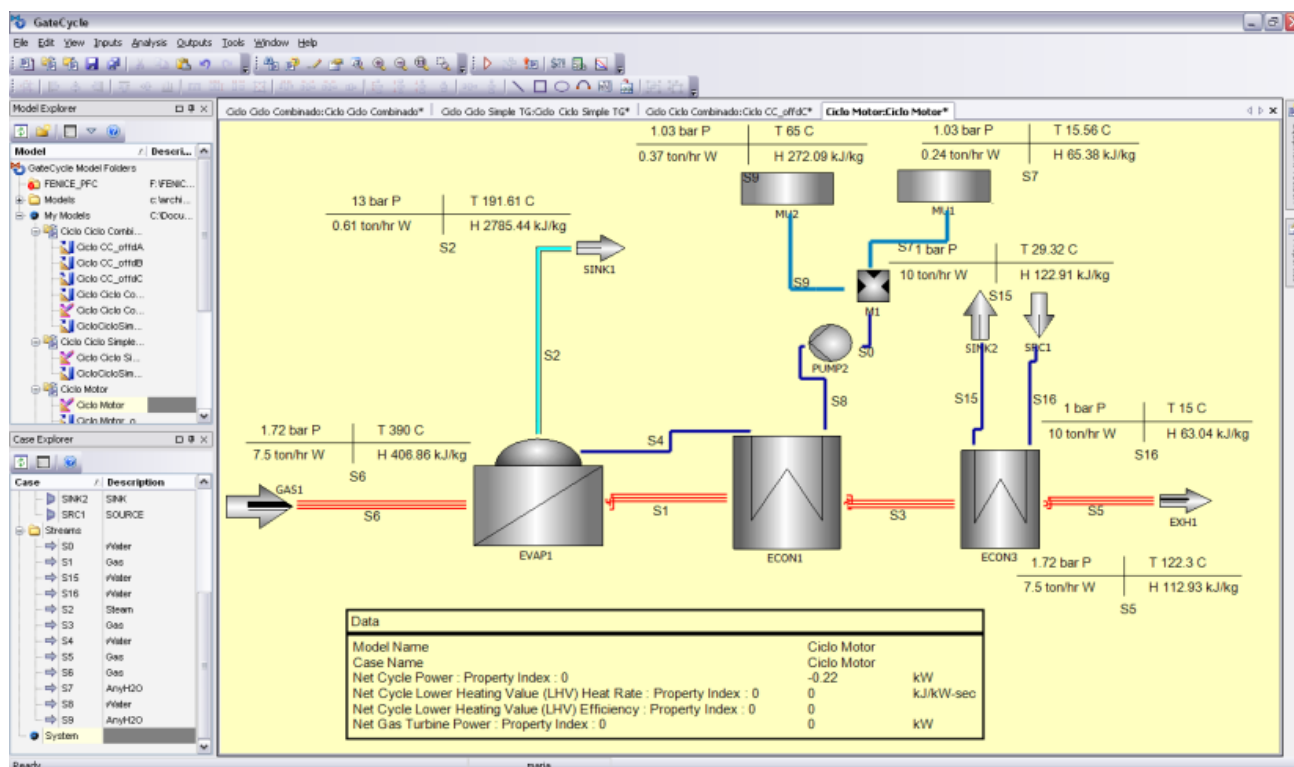
<i>GASES</i>	<i>COMPOSICIÓN</i>
<i>O₂</i>	10,60%
<i>N₂</i>	75%
<i>CO₂</i>	5,70%
<i>H₂O</i>	8,30%

Fuente 21: [8]

Tabla 4: Composición de los gases de escape del motor

Partiendo del motor, el cual es diseñado mediante la representación de gases de escape, los cuales entran en la caldera de recuperación formada por un evaporador y un economizador, por el que obtendremos el vapor necesario para la fábrica. Parte de este vapor retorna en forma de condensados y en agua de proceso. El retorno de condensados representa un 60% del caudal del vapor y el agua a proceso un 40%.

La parte simulada correspondiente al economizador ECON3 pertenece a la fuente de generación de gases de escapa para satisfacer la demanda de frío. Es un estado virtual que permitirá ajustar el caudal de salida del vapor para que los gases de chimenea se aproximen a la temperatura de salida de 120°C, de esta manera se previene la corrosión por H₂SO₄ de tuberías si esta temperatura desciende por debajo de esa temperatura y también se evita desaprovechar calor en el caso de que esta temperatura esté por encima de 120°C.



Fuente 22: [8]

Ilustración 18: Simulación CICLO MOTOR

El sistema nos permite conocer los fluidos intercambiados (Ilustración 19) por los elementos para impedir en ciertos casos cambios de fase de los fluidos y de esta manera saber parametrizar correctamente cada uno de los elementos usados para la simulación. Los elementos y los fluidos intercambiados entre los elementos son los siguientes:

Case	Description
Ciclo Motor	
Equipments	
ECON1	ECON
ECON3	ECON
EVAP1	EVAP
EXH1	EXH
GAS1	GAS
M1	MIXER
MU1	MAKEUP
MU2	MAKEUP
PUMP2	PUMP
SINK1	SINK
SINK2	SINK
SRC1	SOURCE
Streams	
S0	Water
S1	Gas
S15	Water
S16	Water
S2	Steam
S3	Gas
S4	Water
S5	Gas
S6	Gas
S7	AnyH2O
S8	Water
S9	AnyH2O
System	

Fuente 23: [8]

Ilustración 19: Elementos utilizados y fluidos.

Por lo tanto, el ciclo motor queda totalmente diseñado para verificar si es una buena opción para su puesta en marcha como planta de cogeneración.

3.3.3 Alternativa 2: CICLO SIMPLE TURBINA DE GAS (TG)

Para diseñar este ciclo se debe partir, con los mismos datos ofrecidos para el ciclo motor sin embargo el elemento a introducir será una Turbina de Gas en ciclo Simple. Para el caso del ciclo de turbina de gas, la producción de frío se calcula de distinta manera que en el caso del ciclo motor. Se parte de la base que la demanda térmica será generada por vapor y frío. Sin embargo, para este caso se debe tener en cuenta que la fuente de producción de frío proviene de forma íntegra de los gases de escape. La energía térmica recuperada está repartida sólo en un circuito que es el de gases de escape, diferencia con el ciclo motor que también cuenta con la recuperación en el circuito de alta de agua caliente. Por lo tanto todo el calor necesario, calculado previamente de acuerdo a la ec. 5, será de 748,54 kW_t.

De acuerdo a este ciclo, se debe tener en cuenta que el ciclo motor será simulado teniendo en cuenta una parte para la producción de frío: la fuente de gases de escape. Así, la simulación será llevada a cabo sólo por la parte de gases de escape.

Por ello, el economizador virtual, ECON3, aportará mayor calor. En este caso, también ocurre que la producción de vapor es ajustada para obtener una salida de gases de chimenea de aprox. 120°C.

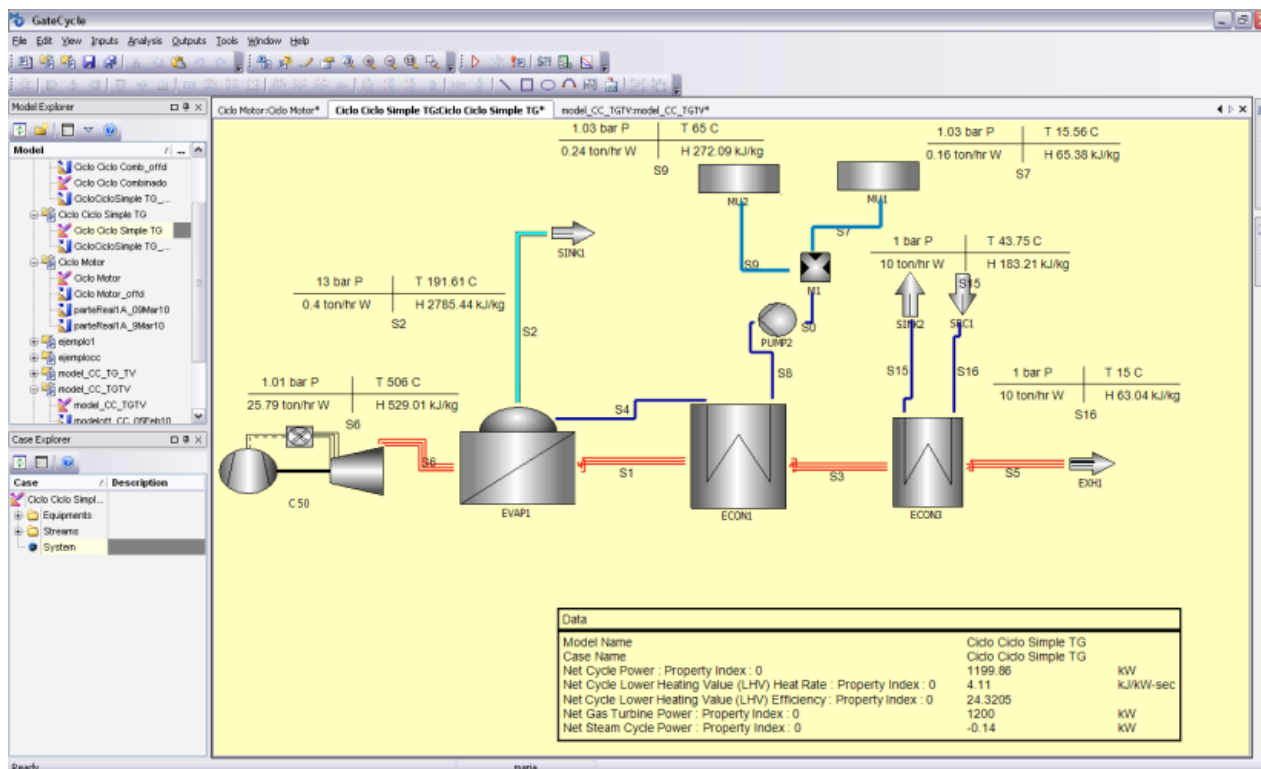
El diseño de la simulación es similar al ciclo motor salvo que en este caso utilizamos una turbina de gas como elemento inicial. Los datos técnicos de la turbina de gas serán introducidos de acuerdo a la turbina de gas elegida. La turbina tendrá una potencia eléctrica de unos 1.2MW y una temperatura de gases de escape de 506°C. La Tabla 5 siguiente muestra los datos de la misma.

Rendimiento	
Potencia de salida	1210 kWe
Tasa de calor	14 795 kJ/kWe-hr (14,025 Btu/kWe-hr)
Flujo del escape	23 540 kg/hr (51,890 lb/hr)
Temp. de escape	505°C (940°F)

Fuente 24: [9]

Tabla 5: Datos técnicos Turbina de Gas

La simulación (Ilustración 20) ha sido llevada a cabo como en el caso del motor, es decir, partiendo de la turbina de gas los gases de escape entran en la caldera de recuperación a una temperatura de 506°C según ficha técnica. Esta caldera de recuperación está formada por un evaporador y un economizador, del cual obtenemos vapor. Parte de este vapor retorna en forma de condensados y en agua de proceso. La parte simulada correspondiente al calor generado por los gases de escape es un estado virtual, con el que nos permitirá ajustar el caudal de salida del vapor para que los gases de escape finales se aproximen a la temperatura de salida de 120°C, de esta manera evitaremos la corrosión por H₂SO₄ de tuberías si esta temperatura desciende por debajo de esa temperatura y también se evitará desaprovechar calor en el caso de que esta temperatura esté por encima de 120°C.



Fuente 25: [8]

Ilustración 20: Simulación CICLO TURBINA DE GAS

El sistema nos permite conocer los fluidos intercambiados (Ilustración 21) por los elementos para impedir en ciertos casos cambios de fase de los fluidos y de esta manera saber parametrizar correctamente cada uno de los elementos usados para la simulación. Los elementos y los fluidos intercambiados entre los elementos son los siguientes:

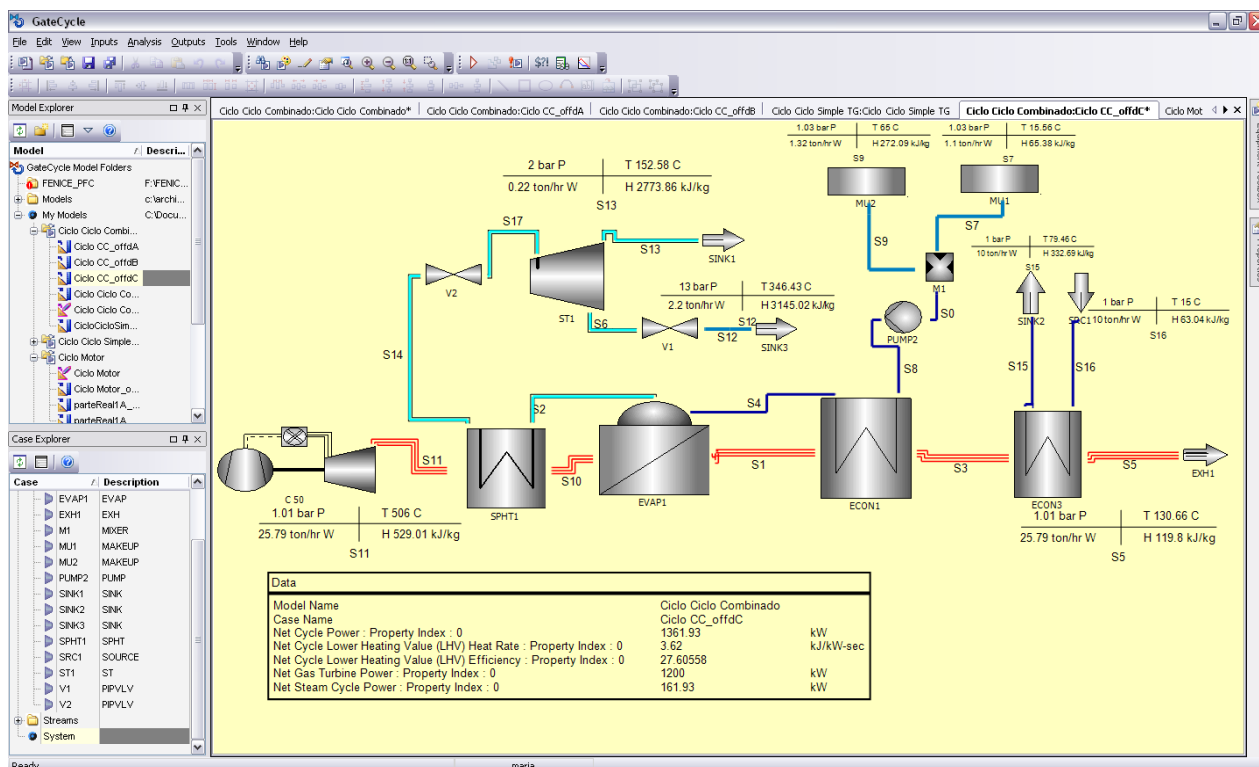
Case	Description
Ciclo Ciclo Simpl...	
Equipments	
C 50	GTDATA
ECON1	ECON
ECON3	ECON
EVAP1	EVAP
EXH1	EXH
M1	MIXER
MU1	MAKEUP
MU2	MAKEUP
PUMP2	PUMP
SINK1	SINK
SINK2	SINK
SRC1	SOURCE
Streams	
S0	Water
S1	Gas
S15	Water
S16	Water
S2	Steam
S3	Gas
S4	Water
S5	Gas
S6	Gas
S7	AnyH2O
S8	Water
S9	AnyH2O
System	

Fuente 26: [8]

Ilustración 21: Elementos utilizados y fluidos

3.3.4 Alternativa 3: CICLO COMBINADO TG+TV

Una Planta de Ciclo Combinado formada por una Turbina de Gas y una Turbina de Vapor, será diseñada como una Planta de Turbina de Gas de acuerdo a las especificaciones técnicas descritas en el párrafo anterior y por una Turbina de Vapor la cual cumplirá con los requisitos que nosotros demandemos. Las Turbinas de Vapor se diseñan a medida, por lo que nuestra turbina cumplirá los requerimientos pedidos por la fábrica. Estas turbinas de gas expulsan los gases de escape a elevada temperatura y pueden ser aprovechadas para generar vapor a mayor presión y temperatura para introducir en la turbina de vapor antes de entrar a proceso. Como contrapartida, supondrá una mayor inversión en el generador de vapor además de añadir el coste de la turbina.



Fuente 27: [8]

Ilustración 22: Simulación CICLO COMBINADO

La turbina de gas está parametrizada de acuerdo a los datos de la Tabla 5. La simulación (Ilustración 22) parte de la turbina de gas donde los gases de escape entran en la caldera de recuperación a una temperatura de 506°C según ficha técnica. Esta caldera de recuperación está formada por un evaporador y un economizador, y para este caso añadiremos un sobrecalentador para aumentar la temperatura. La presión de salida es controlada por una válvula reguladora para satisfacer las necesidades de presión en el vapor del proceso. El vapor saturado previamente expandido pasa a la turbina de vapor del cuál obtenemos vapor y agua. La turbina de vapor será parametrizada de acuerdo al Método del Rendimiento Isentrópico, para obtener el control del sistema. Parte de este agua se devuelve en el retorno de condensados, siendo un 60% del flujo másico de agua y en el segundo elemento que será el 100% del vapor generado más el 40% del agua de salida de la turbina de vapor. La parte simulada correspondiente al calor generado por los gases de escape es un estado virtual, con el que nos permitirá ajustar el caudal de salida del vapor para que los gases de escape finales se aproximen a la temperatura de salida de 120°C, de esta manera evitaremos la corrosión por H_2SO_4 de tuberías si esta temperatura desciende por debajo de esa temperatura y también se evitará desaprovechar calor en el caso de que esta temperatura esté por encima de 120°C.

En el ciclo combinado tenemos que tener en cuenta la Turbina de Gas y la Turbina de Vapor. Los elementos y flujos Ilustración 23) con los que se trabaja serán los siguientes:

Case	Description
model_CC_TGTV	
Equipments	
C 50	GTDATA
DA1	DEAER
DB1	BURNER
ECON1	ECON
ECON2	ECON
EVAP1	EVAP
EXH1	EXH
MU1	MAKEUP
PUMP1	PUMP
PUMP2	PUMP
SINK1	SINK
SINK2	SINK
SP1	SPLITR
SP2	SPLITR
SPHT1	SPHT
SPHT2	SPHT
ST1	ST
TMX1	TMIX
V1	PIPVLV
V2	PIPVLV
V3	PIPVLV
Streams	
S0	vWater
S1	vWater
S10	Steam
S11	Steam
S12	vWater
S13	Steam
S14	Steam
S15	AnyH2O
S16	vWater
S17	Steam
S18	Steam
S19	Steam
S2	Gas
S20	Steam
S21	AnyH2O
S22	AnyH2O
S23	vWater
S24	vWater
S25	vWater
S3	Gas
S4	Gas
S5	Gas
S6	Gas
S7	Gas
S8	Gas
S9	Steam
System	

Fuente 28: [8]

Ilustración 23: Elementos utilizados y fluidos

3.4 EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS A NIVEL TECNOLÓGICO

En este punto se desarrollarán las ecuaciones y se evaluarán desde el punto de vista tecnológico cuál será la opción elegida y más acertada para la implantación de una planta de cogeneración para el sector lácteo.

3.4.1 Alternativa 1: CICLO MOTOR

Para comenzar con el desarrollo en el caso del ciclo motor se parte de la siguiente premisa: Como se ha comentado previamente, la demanda térmica de la fábrica, entendida como una media, es de 700kWf a 7°C durante 6000h/año. El motor ha de aprovechar al máximo el calor obtenido según la ec.5, es decir, 748,54kWt. En este caso se debe tener en cuenta que el motor para la generación de frío parte de dos fuentes: una que es el circuito de refrigeración de alta temperatura y la otra que es la de gases de escape.

El circuito de alta no es simulado debido a que su representación debe hacerse aparte y este programa no permite relacionar modelos, por lo que obviamos esta parte. Lo que sí se simula es la parte de los gases de escape mediante el Economizador Virtual ECON3.

La producción de vapor, que se obtiene a la salida del SINK1, es la que se ajusta para obtener una salida de gases de chimenea de aproximadamente 120°C.

A continuación, se muestra el desarrollo analítico del calor necesario y el calor aportado en cada parte del sistema.

$$Q_{necesario} = Q(HT) + Q(GE) \quad (ec. 6)$$

$$Q_{necesario} = 748,54 = 582kW + 166,54kW$$

El calor $Q(HT)$ es el calor de la fuente del circuito de refrigeración de alta temperatura y el calor de gases de escape $Q(GE)$, es el calor que se tomará como punto de referencia para realizar los siguientes cálculos.

Por lo tanto el calor que simularemos será $Q(GE) = 166,54kW$ en el economizador virtual diseñado para el caso.

$$Q(GE) = 166,54kW = 10 \frac{ton}{h} * 4,18 \frac{kJ}{kg^{\circ}C} * \Delta T * \frac{1000}{3600}$$

$$\Delta T = 14,34^{\circ}C$$

Si la Temperatura de entrada al economizador asumimos que es de 15°C, la Temperatura de salida será de 29,34°C. Una vez que tenemos estos datos, nos disponemos a variar el caudal de salida del economizador 1 que es el que nos permitirá ajustar la temperatura final de los gases de escape para que ni sea superior ni sea inferior a 120°C. Finalmente, el flujo másico es de 0,61 $\frac{ton}{h}$ a una entalpía de $h=2785,44 \frac{kJ}{kg}$ y una temperatura de 191,61°C.

A continuación, comenzamos con el cálculo operacional para la obtención del Rendimiento Eléctrico Equivalente según ec.3.

Partimos de los datos del motor:

$$Q = 3295 * 1,05 = 3459,75 \text{ kW ; Consumo de Combustible}$$

$$E = 1415 \text{ kW ; Potencia autogenerada}$$

El dato del consumo de combustible es un 5% más de la Potencia según la hoja de especificaciones ya que el fabricante nos garantiza durante la operación de la planta un incremento de esa tolerancia.

El cálculo del Vapor útil viene determinado por la ecuación siguiente, donde tenemos en cuenta el vapor que se consume en fábrica que sale de SINK1 y de las pérdidas; una correspondiente al 60% del vapor (MU2) que vuelve en forma de condensados y el resto, el 40%, (MU1) como agua de red tratada.

$$V = Sink1 - MU1 - MU2 + Máquina de absorción; Calor Útil \quad (ec.7)$$

$$Sink1 = \dot{m} * \bar{h} \quad (ec.8)$$

$$Sink1 = 0,61 \frac{ton}{h} * 2785,44 \frac{kJ}{kg} * \frac{1000}{3600}$$

$$MU1 = 0,37 \frac{ton}{h} * 272,09 \frac{kJ}{kg} * \frac{1000}{3600}$$

$$MU2 = 0,24 \frac{ton}{h} * 65,38 \frac{kJ}{kg} * \frac{1000}{3600}$$

$$Intercambiador = 515 kW_f$$

$$V = 471,97 \text{ kW} - 27,96 \text{ kW} - 4,358 \text{ kW} + 515$$

Según la ecuación REE (ec.3):

$$REE = \frac{1415}{3459,75 - \frac{954,65}{0,9}}$$

$$REE = 58,98\%$$

Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007) **58,98% >55%**

Así pues, hemos obtenido un rendimiento superior al REE_{min} según Ilustración 12, por lo tanto podemos decir que puede ser una de nuestras opciones para su implantación.

Según ecuación PES (ec.4):

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{954,65}{3459,75} + \frac{1415}{3459,75}} = 0,9 + 0,525$$

$$PES = 7,2\%$$

En este caso, no podemos decir que nuestra cogeneración sea de ‘alta eficiencia’ ya que para cumplir este requisito ha de ser mayor del 10%.

3.4.2 Alternativa 2: CICLO SIMPLE TURBINA DE GAS (TG)

Comenzamos como en el caso del motor: La planta nos ha proporcionado los datos de funcionamiento de la misma en la que su demanda de frío es de 700kW_f a 7°C durante 6000h/año. Estos datos son una media de la demanda diaria de la fábrica, por lo que, como se ha explicado en anteriormente, se tomará como demanda base 515kW_f. Esto significa que el calor necesario será el obtenido según la ec. 5, es decir, 748,54kW_t. Para este ciclo, un ciclo simple de turbina de gas, se sabe que el calor necesario se alcanza debido al calor generado por los gases de escape. En el punto precedente, se ha comentado que para la simulación del calor generado por los gases de escape se realizaría mediante un economizador virtual. Una vez realizado esta parte, se podrá variar el caudal de vapor generado ajustando los valores en el economizador ECON1.

Hay que tener claro, que para el ciclo simple de turbina de gas la única fuente para satisfacer la demanda de frío es mediante el apoyo de los gases de escape.

$$Q_{necesario} = Q(GE)$$

$$Q_{necesario} = 748,54kW$$

Por lo tanto el calor que simularemos será 748,54kW en el economizador virtual diseñado para el caso.

$$Q(GE) = 748,54kW = 10 \frac{ton}{h} * 4,18 \frac{kJ}{kg^{\circ}C} * \Delta T * \frac{1.000}{3.600}$$

$$\Delta T = 64^{\circ}C$$

Si la Temperatura de entrada al economizador asumimos que es de 15°C, la Temperatura de salida será de 79°C. Una vez que se tienen estos datos, el siguiente paso es disponerse a variar el caudal de salida del economizador 1 que es el que permitirá ajustar la temperatura final de los gases de escape para que ni sea superior ni sea inferior a 120°C. Finalmente, el flujo másico es de 3,1 $\frac{ton}{h}$ a una entalpía de h=2.785,44 $\frac{kJ}{kg}$ y una temperatura de 191,61°C.

A continuación, comenzamos con el cálculo operacional para la obtención del Rendimiento Eléctrico Equivalente.

$$E = 1.199,86 \text{ kW} ; \text{Potencia autogenerada}$$

$$1/\eta = 4,11$$

El consumo de combustible será calculado según la potencia autogenerada por la turbina, según el consumo térmico calculado por el programa ($1/\eta$) y según el aumento de un 5% de consumo de acuerdo a las turbinas de gas. Además, el fabricante nos garantiza durante la operación de la planta un incremento de la tolerancia de consumo en un 5%.

$$Q = \frac{E}{\eta} * 1,05 = 5.178,6 \text{ kW} ; \text{Consumo de Combustible}$$

El cálculo del Vapor útil se realizará como en el caso anterior del motor. SINK1 corresponde al vapor que se consume en fábrica que sale de SINK1 y de las pérdidas; una correspondiente al 60% del vapor (MU2) que vuelve en forma de condensados y el resto, el 40%, (MU1) como agua de red tratada.

$$V = \text{Sink1} - \text{MU1} - \text{MU2} + \text{Máquina de absorción}; \text{Calor Útil}$$

$$\text{Sink1} = \dot{m} * \bar{h}$$

$$\text{Sink1} = 3,1 \frac{\text{ton}}{\text{h}} * 2.785,44 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * \frac{1000}{3600}$$

$$\text{MU1} = 1,86 \frac{\text{ton}}{\text{h}} * 272,09 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * \frac{1000}{3600}$$

$$\text{MU2} = 1,24 \frac{\text{ton}}{\text{h}} * 65,38 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * \frac{1000}{3600}$$

$$\text{Máquina de absorción} = 515 \text{ kW}_f$$

$$V = 2398,57 \text{ kW} - 140,57 \text{ kW} - 22,52 \text{ kW} + 515 \text{ kW}$$

Según la ecuación REE (ec.3):

$$REE = \frac{1199,86}{5178,6 - \frac{2750,48}{0,9}}$$

$$REE = 56,52\%$$

Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007) **56,52% < 59%**

Este rendimiento equivalente no es superior al rendimiento REE mínimo exigido según el RD 616/2007 y de acuerdo a la Ilustración 12, así mismo el cálculo del PES no tiene lugar.

3.4.3 Alternativa 3: CICLO COMBINADO TG+TV

Este caso debe ser analizado como el ciclo simple teniendo en cuenta que la potencia autogenerada es la suma de la potencia de la turbina de gas más la potencia generada por la turbina de vapor. Para el ciclo combinado se distingue que la demanda de frío se alcanza gracias al calor generado por los gases de escape. Anteriormente se ha comentado que en la simulación el calor generado por los gases de escape se realizaría mediante un economizador virtual. Una vez realizado esta parte, se podrá variar el caudal de vapor generado ajustando los valores en el sobrecalentador SPHT1.

$$Q_{necesario} = Q(GE)$$

$$Q_{necesario} = 748,54kW$$

Por lo tanto el calor que simularemos será 748,54kW en el economizador virtual diseñado para el caso.

$$Q(GE) = 748,54kW = 10 \frac{ton}{h} * 4,18 \frac{kJ}{kg^{\circ}C} * \Delta T * \frac{1000}{3600}$$

$$\Delta T = 64^{\circ}C$$

Tomaremos las premisas descritas en el apartado 3.4.2. Según el ciclo simple de turbina de gas: Si la Temperatura de entrada al economizador asumimos que es de $15^{\circ}C$, la Temperatura de salida será de $79^{\circ}C$. Una vez que tenemos estos datos, nos disponemos a variar el caudal de salida del economizador 1 que es el que nos permitirá ajustar la temperatura final de los gases de escape para que ni sea superior ni sea inferior a $120^{\circ}C$. Finalmente, el flujo másico es de $2,2 \frac{ton}{h}$ a una entalpía de $h=3145,01 \frac{kJ}{kg}$ y una temperatura de $346,43^{\circ}C$.

A continuación, comenzamos con el cálculo operacional para la obtención del Rendimiento Eléctrico Equivalente.

$$E(TG + TV) = 1199,86 kW + 161,93kW ; Potencia autogenerada$$

$$1/\eta = 3,62$$

El consumo de combustible será calculado según la potencia autogenerada por la turbina de gas (queda excluida la turbina de vapor ya que por ella no entra el combustible) y según el consumo térmico calculado por el programa ($1/\eta$). Además, el fabricante nos garantiza durante la operación de la planta un incremento de la tolerancia de consumo en un 5%.

$$Q = \frac{E}{\eta} * 1,05 = 5178,6 kW ; Consumo de Combustible$$

Para este caso, el cálculo del Vapor útil viene determinado por el vapor que se consume en fábrica que sale de SINK3 y de los retornos; una correspondiente al 60% del vapor (MU2) que

vuelve en forma de condensados y el resto, el 100% de SINK1 más el 40% de SINK3, (MU1) como agua de red tratada.

$$V = Sink1 - MU1 - MU2 + \text{Máquina de absorción; Calor Útil}$$

$$Sink1 = \dot{m} * \bar{h}$$

$$Sink1 = 2,2 \frac{ton}{h} * 3145,01 \frac{kJ}{kg} * \frac{1000}{3600}$$

$$MU1 = 1,32 \frac{ton}{h} * 272,09 \frac{kJ}{kg} * \frac{1000}{3600}$$

$$MU2 = 0,4 * 2,2 \frac{ton}{h} * 65,38 \frac{kJ}{kg} * \frac{1000}{3600}$$

$$\text{Máquina de absorción} = 515 kW_f$$

$$V = 1921,95 kW - 99,76 kW - 15,98 kW + 515 kW$$

Se puede observar que el Make-Up2 sólo contabiliza el 40% del vapor generado, el que es necesario aportar como agua de red tratada, el resto se pierde, el $0,88 \frac{ton}{h}$, no forma parte del retorno.

Según la ecuación REE (ec.3):

$$REE = \frac{1199,86}{5178,6 - \frac{2321,21}{0,9}}$$

$$REE = 52,39\%$$

Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007) **52,39% < 59%**

Este rendimiento equivalente no es superior al rendimiento REE mínimo exigido según el RD 616/2007 y de acuerdo a la Ilustración 12: Rendimientos eléctricos equivalentes mínimos exigidos, así mismo el cálculo del PES no tiene lugar.

3.4.4 Comparación entre ciclos

A continuación se muestran los cálculos del Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) y el Ahorro de Energía Primaria (PES) de cada uno de los ciclos con lo que se podrá analizar y dar el veredicto final. La Fuente 29: [8]

Tabla 6 muestra los resultados obtenidos en los cálculos previos:

	REE	REE _{min}	PES
CICLO MOTOR	58,98%	55%	7,20%
CICLO SIMPLE TG	56,6%	59%	X
CICLO COMBINADO TG+TV	52,39%	59%	X

Fuente 29: [8]

Tabla 6: Datos REE y PES

Analizando los ciclos queda poco convincente que un ciclo combinado tenga un Rendimiento Eléctrico menor que un ciclo simple, ya que los ciclos combinados son mayores que los ciclos simples. Sin embargo, en nuestro caso no podemos decir lo mismo ya que su simulación no permitía una bomba de 13 bar, presión a la que sale el vapor en SINK1 y SINK3, por lo que en el ciclo combinado la bomba debía tener una presión de 40 bar para poder llegar a la salida a la presión requerida. Debido a esto el sistema ha de emplear más calor en este punto por lo que el rendimiento del ciclo combinado pierde eficiencia con respecto al ciclo simple. Aún así, ninguno de los dos sistemas cumple la normativa y su REE es menor que el mínimo exigido.

Una vez estudiadas las tres alternativas se ha podido comprobar que la única opción que cumple el Real Decreto 616/2007 es el CICLO MOTOR (véase Ilustración 12). Se puede decir que el Ciclo Simple con Turbina de Gas no obtiene un buen rendimiento de la turbina ya que no se llega al mínimo exigible. Lo mismo ocurre con el Ciclo Combinado, la Turbina de Vapor debería ayudar a mejorar esta eficiencia, sin embargo aún está muy por debajo del Rendimiento Eléctrico Equivalente para este tipo de turbinas. El Ciclo Motor supera el REE mínimo sin embargo el parámetro con el que medimos el ahorro porcentual de energía primaria PES no supera el 10% por lo que no podemos considerar que es cogeneración de 'alta eficiencia' y por ello no podemos certificar con 'Garantía de Origen'.

4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS SOLUCIONES TECNOLÓGICAS VIABLES

Finalmente hemos elegido la única opción viable para la realización de nuestro proyecto, que es la implantación de una planta de cogeneración mediante ciclo motor con alimentación de gas natural. Una vez que tenemos nuestra decisión tomada, debemos desarrollar si la instalación es económicamente viable.

Para este caso también desplegaremos tres alternativas, cada una de ellas con diferencias notables, para conocer mediante el cálculo del Pay-Back y del VAN qué alternativa nos es más rentable.

Las alternativas son las siguientes:

1. ***Venta a Tarifa***. Precio Fijo para todas las horas.
2. ***Discriminación Horaria***. Dependiendo de la franja horaria, teniendo en cuenta las horas pico y las horas valle, la tarificación es distinta.
3. ***Venta a Mercado***. Según el precio OMEL para cada hora.

Con cada una examinaremos qué factores, primas y complementos debemos considerar para llevar a cabo el estudio.

4.1 BASES DEL MODELO ECONÓMICO

Para sentar las bases del modelo se ha trabajado desde el punto de vista de una Empresa de Servicios Energéticos, la cual realizaría un estudio de viabilidad económica donde, esta empresa, asumiría toda la inversión, la ejecución del proyecto y gestión de la planta. Además la empresa se encargaría de suministrar al cliente energía térmica durante el período de años pactado con un ahorro respecto de sus costes energéticos con equipos convencionales.

Seguidamente, se enlaza esta primera parte con el estudio de la tarifa eléctrica, donde se analizan sus elementos constituyentes y los diferentes sistemas tarifarios que se han ido implantado en España mediante los reales decretos 2366/1994, 2818/1998, 436/2004 y 661/2007, siendo todos ellos descritos y analizados, para concluir con el estudio en profundidad del vigente RD 661/2007, que ha supuesto un gran impulso para el Régimen Especial y toda una revolución para el sector eléctrico.

4.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS SOLUCIONES VIABLES

Para llevar a cabo la evaluación económica de la solución única viable, lo resolveremos de acuerdo a cada una de las alternativas económicas descritas anteriormente.

4.2.1 Venta a Tarifa

Para realizar los cálculos según tarifa se debe saber qué conceptos tenemos que tener claros para desarrollar los pasos adecuados.

En un primer lugar hay que matizar cuáles son los Datos Iniciales, los datos técnicos a partir de los cuales se empezarán los cálculos.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Datos Iniciales/ Técnicos

Inversión		1.800,00	k€
Horas funcionamiento		6.240,00	h objetivo
Horas funcionamiento		5.740,80	h
Producción eléctrica	Bruta	1.415,00	kW
	Pérdidas y auxiliares	63,68	kW
	Neta	1.351,33	kW

Producción térmica	439,65	kW
Producción frigorífica	515,00	kW
Consumo gas	3.459,75	Kw PCI
REE	58,98%	
PES	7,89%	<10% Cogeneración Alta Eficiencia
REEmín	55%	

Fuente 30: [8]

Tabla 7: Datos Iniciales

Una vez que se conocen los datos iniciales, se puede comenzar la evaluación económica del ciclo motor según el Método de Venta a Tarifa. En primer lugar hay que interpretar cómo vamos a evaluar el precio de venta de la electricidad, qué condiciones, primas y complementos se debe cumplir para calcular el Precio de Venta. Seguidamente se analiza la ecuación y posteriormente mostraremos los datos en una tabla completa (Fuente 31: [8]

Tabla 8).

$$P_{Velec} = Tarifa + Compl.Eficiencia + Compl.Reactiva + Costes de Gestión + Costes por Desvíos \quad (ec. 9)$$

El complemento por eficiencia (RD661/2007) se aplica a la electricidad cedida al sistema para las plantas de $P \leq 100\text{MW}$, por lo que nuestra planta que tiene una potencia eléctrica de 1.4MW cumple este requisito.

$$\text{Compl.Eficiencia} = 1.1 * \left(\frac{1}{\text{REEmin}} - \frac{1}{\text{REEi}} \right) * \text{Cmp} \quad (\text{ec. 10})$$

Donde cada una de las variables significan:

- REEmin: es el rendimiento eléctrico equivalente mínimo por tecnología.
- REEi: es el rendimiento eléctrico equivalente por la planta.
- Cmp: es el coste de la materia prima, publicado trimestralmente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Para estos casos:

REEmin	55%
REEi	58,98%
Cmp	20,03 €/MWh PCS

Fuente 31: [8]

Tabla 8: Resultado cálculo Complemento por Eficiencia

Así pues el Complemento por Eficiencia calculado según la ec. 10 es el siguiente:

$$\text{Compl.Eficiencia} = 2,70 \text{ €/MWh}$$

El Complemento por energía Reactiva (RD 661/2007) se aplica como un porcentaje sobre un valor **82,954 €/MWh** (revisable anualmente) en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenezca y del período en que se entregue la energía.

Tipo de Factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación %		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	$F_p < 0,95$	-4	-4	8
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	-3	0	6
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	-2	0	4
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	-1	0	2
	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	1.00	0	4	0
Capacitivo	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	2	0	-1
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	4	0	-2
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	6	0	-3
	$F_p < 0,95$	8	-4	-4

Fuente 32: [10]

Tabla 9: Complemento por energía reactiva

Analizando la Tabla 5 se puede decir que en la horas Punta se bonifica la generación de reactiva mientras que en las horas Valle se bonifica la absorción de reactiva.

El resto de datos son la Tarifa eléctrica (dato publicado por el BOE trimestralmente) y el coste de gestión y de Desvíos (valores aproximados en función de los valores reales en plantas de las mismas características). Por lo que se lleva a cabo el cálculo según la ec. 9:

$$P_{Velec} = 89,636€/MWh + 2,70€/MWh + 0,04 * 82,954€/MWh - 0,45€/MWh$$

$$P_{Velec} = 95,21 €/MWh$$

Los ingresos térmicos, tanto para el vapor como para el frío, se calcularán con un descuento térmico del 5%, según contrato de abastecimiento de gas natural a través de la empresa de servicios energéticos. Por lo tanto, la empresa garantiza un descuento mínimo del 5% sobre el término variable de energía consumido anualmente.

El precio de la energía térmica es el precio de la energía térmica máxima sobre el PCI.

$$P_{energíat\acute{e}rmica} = \left[\frac{P_{gas}}{0,9} * 1,11 \right] * (1 - 0,05) €/MWh$$

$$P_{energíat\acute{e}rmica} = 29,79 €/MWh$$

Para el cálculo de la energía frigorífica se toma el precio del término variable de la energía eléctrica que compran dividido por el COP de la máquina de absorción (COP=3).

$$P_{energíafirig} = [P_{energíafirig\acute{e}r\acute{o}m\acute{a}x} / COP] * (1 - 0,05) €/MWh$$

$$P_{energíafirig} = 28,50 €/MWh$$

A continuación, los resultados obtenidos:

Ingresos año referencia

Venta electricidad	738.601,38	€/año
Venta energía térmica	75.188,57	€/año
Venta energía frigorífica	84.260,59	€/año
TOTAL	898.050,54	€/año

Gastos año referencia

Consumo Gas	554.936,81 €/año
Compra electricidad	6.000,00 €/año
Mantenimiento Motor	57.408,00 €/año
Mantenimiento otros equipos	15.000,00 €/año
Mano de obra	20.000,00 €/año
Varios	18.000,00 €/año
TOTAL	671.344,81 €/año

Precio/Hora
10 €/h

Tarifa eléctrica red	89,636 €/Mwhe
Precio Gas Natural	25,40 €/MWh PCS
Complemento Reactiva	82,954 €/Mwhe
Complemento Eficiencia	2,70 €/Mwhe
Coste materia prima	21,608 €/MWh PCS
Coste gestión y Coste Desvios	0,45 €/Mwhe
Precio venta cogeneración total	95,21 €/Mwhe

Precio energía térmica máx	31,36 €/MWht
Descuento térmico propuesto	5%
Precio energía térmica propuesto	29,79 €/MWht
Precio energía frigorífica máx	30,00 €/MWhf
Descuento energía frigorífica propuesto	5%
Precio energía frigorífica propuesto	28,50 €/MWhf

Fuente 33: [8]

Tabla 10: Evaluación económica Tarifa

Una vez calculados los resultados de explotación anuales y la inversión inicial a realizar, se proyecta según la duración del contrato, analizando los ingresos y los costes totales a lo largo del período y finalmente, se analiza la rentabilidad del proyecto a través de la cuenta de resultados durante los años previstos. A continuación se muestran las Tablas (Tabla 11 y Tabla 12) donde se observa de forma analítica los valores anuales.

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE TRIGENERACIÓN EN UNA PLANTA DEL SECTOR LÁCTEO

PROYECCIÓN (€)												
	2010-Ref	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
INGRESOS												
Venta electricidad			783.582,20	807.089,67	831.302,36	856.241,43	881.928,67	908.386,53	935.638,13	963.707,27	992.618,49	1.022.397,05
Venta energía térmica			79.767,55	82.160,58	84.625,39	87.164,15	89.779,08	92.472,45	95.246,62	98.104,02	101.047,14	104.078,56
Venta energía frigorífica			89.392,06	92.073,82	94.836,04	97.681,12	100.611,55	103.629,90	106.738,80	109.940,96	113.239,19	116.636,37
TOTAL			952.741,81	981.324,07	1.010.763,79	1.041.086,70	1.072.319,31	1.104.488,88	1.137.623,55	1.171.752,26	1.206.904,83	1.243.111,97
COSTES												
Consumo Gas			588.732,47	606.394,44	624.586,27	643.323,86	662.623,58	682.502,29	702.977,35	724.066,67	745.788,67	768.162,33
Compra electricidad			6.365,40	6.556,36	6.753,05	6.955,64	7.164,31	7.379,24	7.600,62	7.828,64	8.063,50	8.305,40
Mantenimiento Motor			60.904,15	62.731,27	64.613,21	66.551,61	68.548,15	70.604,60	72.722,74	74.904,42	77.151,55	79.466,10
Mantenimiento otros equip			15.913,50	16.390,91	16.882,63	17.389,11	17.910,78	18.448,11	19.001,55	19.571,60	20.158,75	20.763,51
Mano de obra			21.218,00	21.854,54	22.510,18	23.185,48	23.881,05	24.597,48	25.335,40	26.095,46	26.878,33	27.684,68
Varios			19.096,20	19.669,09	20.259,16	20.866,93	21.492,94	22.137,73	22.801,86	23.485,92	24.190,49	24.916,21
TOTAL			712.229,71	733.596,61	755.604,50	778.272,64	801.620,82	825.669,44	850.439,53	875.952,71	902.231,29	929.298,23
INFLACIÓN ANUAL		3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
ÍNDICE INFLACIÓN	1	1,03	1,0609	1,092727	1,12550881	1,15927407	1,1940523	1,22987387	1,26677008	1,30477318	1,34391638	1,384233871

Fuente 34: [8]

Tabla 11: Proyección anual de ingresos y costes

CUENTA RESULTADOS (€)												
Tasa depósito		2,0%										
Tasa préstamo		4,5%										
Impuesto Sociedades		30,0%										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
INVERSIÓN	-1.800.000,00											
INGRESOS		952.741,81	981.324,07	1.010.763,79	1.041.086,70	1.072.319,31	1.104.488,88	1.137.623,55	1.171.752,26	1.206.904,83	1.243.111,97	
COSTES		712.229,71	733.596,61	755.604,50	778.272,64	801.620,82	825.669,44	850.439,53	875.952,71	902.231,29	929.298,23	
EBITDA		240.512,10	247.727,46	255.159,29	262.814,07	270.698,49	278.819,44	287.184,03	295.799,55	304.673,53	313.813,74	
FLUJOS TIR	-1.800.000,00	240.512,10	247.727,46	255.159,29	262.814,07	270.698,49	278.819,44	287.184,03	295.799,55	304.673,53	313.813,74	
INTERESES	-40.500,00	-77.410,98	-68.047,12	-57.961,33	-47.118,06	-35.480,26	-23.009,30	-9.664,96	2.042,09	8.770,21	15.825,91	
IMPUESTOS		41.376,92	40.732,38	39.936,19	38.979,64	37.853,62	36.548,62	35.054,69	34.127,24	34.771,00	35.396,35	
POSICIÓN FINANCIERA NETA	-1.840.500,00	-1.636.021,95	-1.415.609,24	-1.178.475,09	-923.799,45	-650.727,60	-358.368,84	-45.795,07	286.173,80	634.388,55	999.424,54	
AMORTIZACIÓN		180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	
EBIT		60.512,10	67.727,46	75.159,29	82.814,07	90.698,49	98.819,44	107.184,03	115.799,55	124.673,53	133.813,74	
INTERESES		-77.410,98	-68.047,12	-57.961,33	-47.118,06	-35.480,26	-23.009,30	-9.664,96	2.042,09	8.770,21	15.825,91	
RAI		137.923,08	135.774,58	133.120,62	129.932,13	126.178,75	121.828,75	116.848,98	113.757,45	115.903,32	117.987,83	
IMPUESTOS		41.376,92	40.732,38	39.936,19	38.979,64	37.853,62	36.548,62	35.054,69	34.127,24	34.771,00	35.396,35	
RESULTADO NETO		96.546,15	95.042,21	93.184,43	90.952,49	88.325,12	85.280,12	81.794,29	79.630,22	81.132,33	82.591,48	
RATIO RENTABILIDAD												
TIR												8%
VAN												15.898,51 \$
TASA DESCUENTO												8%

Fuente 35: [8]

Tabla 12: Cuenta de Resultados

Hay que tener en cuenta que sólo se calculan los flujos de caja hasta el año 10 de vida del proyecto ya que la legislación vigente, el RD 661/2007, revisa las tarifas y complementos retributivos tras ese período.

4.2.2 Discriminación Horaria

Para llevar a cabo el cálculo económico según discriminación horaria, hay que tener en cuenta ciertos parámetros que servirán para realizar los cálculos de acuerdo a franjas horarias.

Para comenzar se analizarán cuáles son los datos de partida, qué es lo que se tiene y qué se quiere calcular.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Datos Iniciales/ Técnicos

Inversión		1.800,00	k€
Horas funcionamiento Lab	Pico	3.459,20	h
Horas funcionamiento Lab	Valle	1.729,60	h
Horas funcionamiento Fest	Valle	552,00	h
		5.740,80	h
Producción eléctrica	Bruta	1.415,00	kW
	Pérdidas y auxiliares	63,68	kW
	Neta	1.351,33	kW

Producción térmica		439,65	kW
Producción frigorífica		515,00	kW
Consumo gas		3.459,75	Kw PCI
REE		58,98%	
PES		7,89%	<10% Cogeneración Alta Eficiencia
REEmín		55%	

Fuente 36: [8]

Tabla 13: Datos Iniciales

Partiendo de los datos iniciales, se comienza la evaluación económica del ciclo motor según el Método de Discriminación Horaria. En primer lugar se debe conocer cómo vamos a evaluar el precio de venta de la electricidad, qué condiciones, primas y complementos debemos cumplir para llegar al Precio de Venta. Seguidamente se analiza la ecuación y posteriormente mostraremos los datos en una tabla completa (Fuente 38: [8]

Tabla 15).

$$P_{Velec} = (Tarifa * Factor) + Compl.Eficiencia + Compl.Reactiva + Costes de Gestión + Costes por Desvíos \quad (ec. 11)$$

El complemento por eficiencia (RD661/2007) se aplica a la electricidad cedida al sistema para las plantas de $P \leq 100$ MW. Por lo tanto, partiendo de la ec. 10 y de la Tabla 13, obtenemos el resultado del Complemento por eficiencia.

Compl.Eficiencia = 2,70 €/MWh

El Complemento por energía Reactiva (RD 661/2007) se aplica como un porcentaje sobre un valor igual a **82,954 €/MWh** (revisable anualmente) en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenezca y del período en que se entregue la energía (Tabla 9).

Ahora bien, para calcular la tarifa con respecto a la franja horaria de trabajo se debe estudiar lo siguiente: las semanas al año de se trabaja y el horario diario de trabajo conociendo qué horas son punta y cuáles valle y teniendo en cuenta la disponibilidad de la máquina que está en torno al 92%. En este caso, mostramos la Tabla 14 donde se fijarán los conceptos.

	Semanas (s/d)	Días (d/s)	Horas (h/d)		Total Horas
Horas Pico	47	5	16	0,92	3.459 h/año
Horas Valle Lab	47	5	8	0,92	1.730 h/año
Horas Valle Fest	5	5	24	0,92	552 h/año

	Factor
Pico	1,37
Valle	0,64

	Tarifa
Laborables	5.846,05
Festivos	353,28

Fuente 37: [8]

Tabla 14: Relación de horas pico y horas valle

Con estos datos podemos trasladarlos para calcular el precio de venta de cogeneración tanto en horas pico como en horas valle.

$$(P_{Velec})_{pico} = 1,37 * 89,636 €/MWh * +2,70 €/MWh + 0,04 * 82,954 €/MWh - 0,45 €/MWh$$

$$(P_{Velec})_{pico} = 128,37 €/MWh$$

$$(P_{Velec})_{valle} = 0,64 * 89,636\text{€/MWh} * +2,70\text{€/MWh} + 0,04 * 82,954\text{€/MWh} - 0,45\text{€/MWh}$$

$$(P_{Velec})_{valle} = 62,94\text{€/MWh}$$

Ingresos año referencia

Venta electricidad Pico	600.066,51 €/año
Venta electricidad Valle	194.042,68 €/año
Venta electricidad Total	794.109,20 €/año
Venta energía térmica	75.188,57 €/año
Venta energía frigorífica	84.260,59 €/año
TOTAL	953.558,35 €/año

Gastos año referencia

Consumo Gas	554.936,81 €/año
Compra electricidad	6.000,00 €/año
Mantenimiento Motor	57.408,00 €/año
Mantenimiento otros equipos	15.000,00 €/año
Mano de obra	20.000,00 €/año
Varios	18.000,00 €/año
TOTAL	671.344,81 €/año

Precio/Hora

10 €/h

Tarifa eléctrica red Pico	122,801 €/Mwhe
Tarifa eléctrica red Valle	57,367 €/MWhe
Precio Gas Natural	25,40 €/MWh PCS
Complemento Reactiva	82,954 €/MWhe
Complemento Eficiencia	2,70 €/MWhe
Coste materia prima	21,608 €/MWh PCS
Coste gestión y Coste Desvíos	0,45 €/MWhe
Precio venta cogeneración Pico	128,37 €/MWhe
Precio venta cogeneración Valle	62,94 €/MWhe

Precio energía térmica máx	31,36 €/MWht
Descuento térmico propuesto	5%
Precio energía térmica	29,79 €/MWht
Precio energía frigorífica máx	30,00 €/MWht
Descuento energía frigorífica	5%
Precio energía frigorífica	28,50 €/MWht

Fuente 38: [8]

Tabla 15: Evolución económica por Discriminación horaria

El precio de venta de cogeneración se muestra según franja horaria, para las horas pico que será de un mayor precio, y para las horas valle, el cual será inferior.

Ahora, una vez fijadas las condiciones de referencia, se proyectan los costes e ingresos para la duración del contrato, en nuestro caso 10 años, y finalmente se considera la rentabilidad del proyecto a través de la cuenta de resultados durante el período de funcionamiento previsto.

PROYECCIÓN (€)												
	2010-Ref	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
INGRESOS												
Venta electricidad		0,00	842.470,45	867.744,56	893.776,90	920.590,20	948.207,91	976.654,15	1.005.953,77	1.036.132,38	1.067.216,35	1.099.232,85
Venta energía térmica		0,00	79.767,55	82.160,58	84.625,39	87.164,15	89.779,08	92.472,45	95.246,62	98.104,02	101.047,14	104.078,56
Venta energía frigorífica		0,00	89.392,06	92.073,82	94.836,04	97.681,12	100.611,55	103.629,90	106.738,80	109.940,96	113.239,19	116.636,37
TOTAL		0,00	1.011.630,06	1.041.978,96	1.073.238,33	1.105.435,48	1.138.598,54	1.172.756,50	1.207.939,19	1.244.177,37	1.281.502,69	1.319.947,77
COSTES												
Consumo Gas		0,00	588.732,47	606.394,44	624.586,27	643.323,86	662.623,58	682.502,29	702.977,35	724.066,67	745.788,67	768.162,33
Importación electricidad		0,00	6.365,40	6.556,36	6.753,05	6.955,64	7.164,31	7.379,24	7.600,62	7.828,64	8.063,50	8.305,40
Mantenimiento Motor		0,00	60.904,15	62.731,27	64.613,21	66.551,61	68.548,15	70.604,60	72.722,74	74.904,42	77.151,55	79.466,10
Mantenimiento Máquina		0,00	15.913,50	16.390,91	16.882,63	17.389,11	17.910,78	18.448,11	19.001,55	19.571,60	20.158,75	20.763,51
Coste operación		0,00	21.218,00	21.854,54	22.510,18	23.185,48	23.881,05	24.597,48	25.335,40	26.095,46	26.878,33	27.684,68
Varios		0,00	19.096,20	19.669,09	20.259,16	20.866,93	21.492,94	22.137,73	22.801,86	23.485,92	24.190,49	24.916,21
TOTAL		0,00	712.229,71	733.596,61	755.604,50	778.272,64	801.620,82	825.669,44	850.439,53	875.952,71	902.231,29	929.298,23
INFLACIÓN ANUAL		3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
ÍNDICE INFLACIÓN	1	1,03	1,0609	1,092727	1,12550881	1,15927407	1,1940523	1,22987387	1,26677008	1,30477318	1,34391638	1,38423387

Fuente 39: [8]

Tabla 16: Proyección anual de ingresos y costes

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE TRIGENERACIÓN EN UNA PLANTA DEL SECTOR LÁCTEO

CUENTA RESULTADOS (€)

Tasa depósito	2,0%
Tasa préstamo	4,5%
Impuesto Sociedades	30,0%

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
INVERSIÓN	-1800000										
INGRESOS	0,00	1.011.630,06	1.041.978,96	1.073.238,33	1.105.435,48	1.138.598,54	1.172.756,50	1.207.939,19	1.244.177,37	1.281.502,69	1.319.947,77
COSTES	0,00	712.229,71	733.596,61	755.604,50	778.272,64	801.620,82	825.669,44	850.439,53	875.952,71	902.231,29	929.298,23
EBITDA	0,00	299.400,34	308.382,35	317.633,82	327.162,84	336.977,72	347.087,06	357.499,67	368.224,66	379.271,40	390.649,54
FLUJOS TIR	-1.800.000,00	299.400,34	308.382,35	317.633,82	327.162,84	336.977,72	347.087,06	357.499,67	368.224,66	379.271,40	390.649,54
INTERESES	-40.500,00	2.994,00	3.782,26	3.923,94	4.073,89	4.228,31	4.387,37	4.551,19	4.719,94	4.893,74	5.072,76
IMPUESTOS		34.921,90	37.380,03	40.112,97	42.926,69	45.824,82	48.809,91	51.884,54	55.051,42	58.313,30	61.673,03
POSICIÓN FINANCIERA NETA	-1.840.500,00	-1.503.183,75	-1.153.639,11	-791.968,38	-417.804,97	-30.774,11	369.510,22	783.445,62	1.211.441,63	1.653.920,06	2.111.315,40
AMORTIZACIÓN	0	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00
EBIT	0,00	119.400,34	128.382,35	137.633,82	147.162,84	156.977,72	167.087,06	177.499,67	188.224,66	199.271,40	210.649,54
INTERESES		2.994,00	3.782,26	3.923,94	4.073,89	4.228,31	4.387,37	4.551,19	4.719,94	4.893,74	5.072,76
RAI	0,00	116.406,34	124.600,09	133.709,88	143.088,95	152.749,41	162.699,69	172.948,47	183.504,72	194.377,65	205.576,78
IMPUESTOS	0	34921,90179	37380,02743	40112,9654	42926,6852	45824,8238	48809,9064	51884,5416	55051,4158	58313,2963	61673,0331
RESULTADO NETO	0,00	81.484,44	87.220,06	93.596,92	100.162,27	106.924,59	113.889,78	121.063,93	128.453,30	136.064,36	143.903,74

RATIO RENTABILIDAD	
TIR	13%

VAN	460.512,61 €
TASA DESCUENTO	8%

Fuente 40: [8]

Tabla 17: Cuenta de Resultados

4.2.3 Venta a Mercado

Este caso se centra en el cálculo económico según mercado, por lo que hay que tomar nota de las fluctuaciones de la electricidad a lo largo del día durante tres meses para realizar el estudio de manera trimestral. Los datos son tomados de OMEL que es el Operador del Sistema Eléctrico. Los datos de OMEL representan un mercado donde se cruzan las demandas de las empresas comercializadoras para comprar la energía, con la oferta de producción de las distintas empresas generadoras.

Mientras tanto, se comienza el análisis como en los anteriores puntos, tomando los datos de partida.

Datos Iniciales/ Técnicos

Inversión		1.800,00	k€
Horas funcionamiento		6.240,00	h objetivo
Horas funcionamiento		5.740,80	h
Producción eléctrica	Bruta	1.415,00	kW
	Neta	1.351,33	kW

Producción térmica		439,65	kW
Producción frigorífica		515,00	kW
Consumo gas		3.459,75	kW PCI
REE		58,98%	
PES		7,89%	
REEmín		55%	

<10% Cogeneración Alta Eficiencia

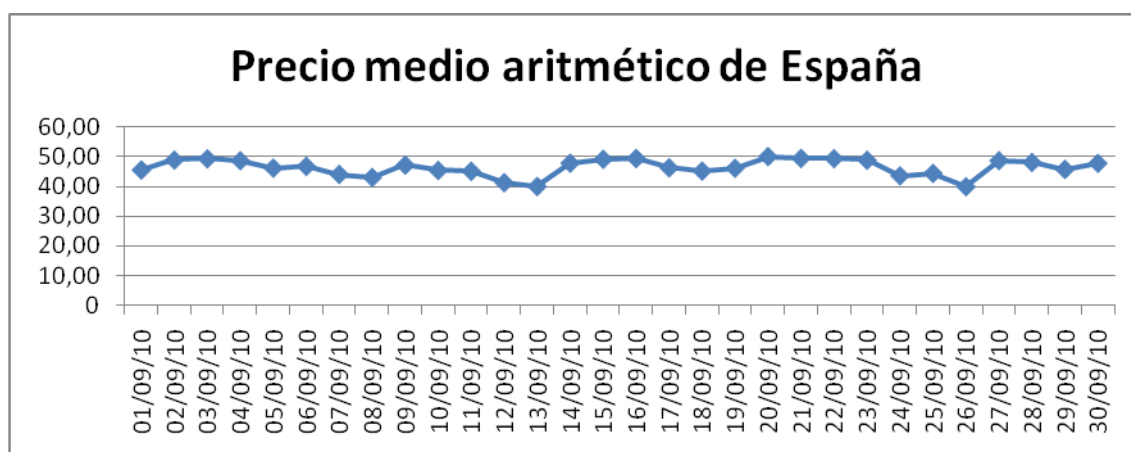
Fuente 41: [8]

Tabla 18: Datos Iniciales

Para desarrollar el cálculo de la tarifa eléctrica de red hay que conocer cuál es el precio de venta de la cogeneración. La ec. 8 define qué factores entran en juego.

$$P_{Velec} = \text{Precio medio de mercado} + \text{Prima} + \text{Compl.Eficiencia} + \text{Compl.Reactiva} + \text{Costes de Gestión} + \text{Costes por Desvíos} \quad (ec. 12)$$

El precio medio de mercado se determinará de acuerdo a los datos aportados por OMEL. Para nuestro proyecto se tomará como referencia los datos del tercer trimestre del año 2010. La gráfica (Ilustración 24) siguiente muestra la evolución de los precios diarios durante el mes de Septiembre.



Fuente 42: [11]

Ilustración 24: Evolución diaria del mes Septiembre

La siguiente Tabla 19 expone el precio medio del mercado en los meses que estamos estudiando.

OMEL		
Precio Medio Mercado		
Julio	42,91	€/MWh
Agosto	42,94	€/MWh
Septiembre	46,44	€/MWh
	44,0966667	€/MWh

Fuente 43: [8]

Tabla 19: Precio Medio Mercado según OMEL.

Por lo tanto, podemos exponer que el Precio Medio de Mercado es:

$$\text{Precio Medio de Mercado} = 44,097 \text{ €/MWh}$$

La Prima es de 37,532€/MWh, cuyo valor es un dato que se revisa trimestralmente, en función de la evolución de los precios de gas y del IPC, y son publicados por el BOE. Estas condiciones han sido fijadas para el tercer Trimestre del 2010, por lo tanto el valor especificado es el referente a este estado.

La siguiente tabla repasa los ingresos y los gastos de la planta de acuerdo al cálculo del precio de la cogeneración según el mercado, y del que se partía con una serie de datos y con otros que hemos calculado como en el caso del Precio Medio de Mercado.

$$P_{Velec} = \frac{44,093 \text{ €}}{\text{MWh}} + \frac{37,532 \text{ €}}{\text{MWh}} + \frac{2,97 \text{ €}}{\text{MWh}} + 0,04 * 82,954 \text{ €/MWh} - 0,45 \text{ €/MWh}$$

Ingresos año referencia

Venta electricidad	678.545,59	€/año
Venta energía térmica	81.726,70	€/año
Venta energía frigorífica	91.587,60	€/año
TOTAL	851.859,89	€/año

Gastos año referencia

Consumo Gas	554.936,81	€/año
Compra electricidad	6.000,00	€/año
Mantenimiento Motor	57.408,00	€/año
Mantenimiento otros equipos	15.000,00	€/año
Mano de obra	20.000,00	€/año
Varios	18.000,00	€/año
TOTAL	671.344,81	€/año

Precio/Hora

10 €/h

Tarifa eléctrica red	44,097	€/Mwhe
Precio Gas Natural	25,40	€/MWh PCS
Complemento Reactiva	82,954	€/MWhe
Complemento Eficiencia	2,97	€/MWhe
Coste materia prima	21,608	€/MWh PCS
Coste gestión y Coste Desvíos	0,45	€/MWhe
Prima	37,53	€/MWhe
Precio venta cogeneración	87,47	€/MWhe

Precio energía térmica máx	31,36	€/MWht
Descuento térmico propuesto	5%	
Precio energía térmica propuesto	29,79	€/MWht
Precio energía frigorífica máx	30,00	€/MW hf
Descuento energía frigorífica propuesto	5%	
Precio energía frigorífica propuesto	28,50	€/MW hf

Fuente 44: [8]

Tabla 20: Evolución económica según Mercado

Se observa que de acuerdo a las condiciones de referencia y siguiendo los mismos pasos que en los puntos anteriores, se proyectan los costes e ingresos para la duración del contrato, en nuestro caso 10 años, y finalmente se considera la rentabilidad del proyecto a través de la cuenta de resultados durante el período de funcionamiento previsto.

Fuente 45: [8]

Fuente 46: [8]

4.2.4 Comparación de la evaluación económica

Para concluir con la evaluación económica se debe comparar cuál de estos tres tipos de análisis realizado según la venta de cogeneración es la más adecuada para obtener mejores beneficios de rentabilidad económica.

La siguiente tabla (Tabla 23) muestra los parámetros para razonar la elección de Venta de Cogeneración.

	INGRESOS (€)	VAN (€)	TIR	PAY-BACK (años)
TARIFA	1.243.111,97	15.898,51 \$	8%	7
DISCRIMINACIÓN HORARIA	1.319.947,77	460.512,61 €	13%	5
MERCADO	1.179.173,31	-354.085,67 €	3,61%	8

Fuente 47: [8]

Tabla 23: Comparación de la evaluación económica

La que presenta mayores ingresos en la Venta según discriminación horaria, obteniéndose una Tasa Interna de Retorno superior a la Tasa de Descuento de la que partimos en las Tablas anteriores (Tabla 12, Tabla 17 y Tabla 22). El TIR ayuda a decidir sobre la aceptación de la inversión será rentable o no. En este caso es claramente mayor que la que ofrece Venta a Tarifa o Venta a Mercado. Además, el plazo de recuperación es menor por lo que el desembolso inicial será recuperado en menor tiempo.

Por lo tanto se puede decir que la Planta de Cogeneración estará basada en un CICLO MOTOR y su Venta de Cogeneración será según Discriminación Horaria.

4.3 EVALUACIÓN MEDIOAMBIENTAL

La cogeneración representa en sí misma una mejora del medio ambiente, fundamentada de manera principal en el hecho de que, debido a su alta eficiencia, el combustible requerido por unidad eléctrica generada es, por término medio, la mitad del empleado por las centrales térmicas convencionales del servicio público.

Teniendo en cuenta adicionalmente que, esta nueva instalación de cogeneración utiliza combustible menos contaminante (gas natural), la emisión de contaminantes resulta notablemente reducida.

La contribución de la cogeneración al fortalecimiento económico de la industria, su alto rendimiento energético y su influencia en la mejora del medio ambiente, fueron los aspectos fundamentales tenidos en cuenta por la Administración para su consideración dentro de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E-4) para el período 2004-2012.

La Unión Europea subraya la conveniencia de su utilización: "La cogeneración ha de desempeñar un papel fundamental para ayudar a conseguir los requisitos energéticos y medio ambientales de Europa. Los distintos programas de la Comunidad Europea continuarán apoyando esta tecnología".

El Gas Natural es un combustible frecuentemente utilizado en plantas Cogeneradores, ya que debido a sus propiedades específicas, este combustible no solo permite la realización de los sistemas termodinámicos más eficaces, sino que también asegura un mínimo impacto sobre el medio ambiente gracias a la disponibilidad actual de sistemas de combustión de bajo contenido en NOx.

La tecnología y el combustible utilizado, hacen que este tipo de plantas sea respetuoso con nuestro entorno.

Los problemas de ruido, prácticamente no existen debido a los aislamientos utilizados en el edificio donde se ubica y a la utilización de silenciosos de escape a la salida del motor, del aire de admisión y extracción de la sala de motores.

Por lo que respecta a los productos utilizados en la combustión, en el caso del Gas, no se producen residuos de ningún tipo. Los residuos producidos por el aceite de lubricación serán almacenados en tanques para su posterior retirada de acuerdo con la normativa vigente al respecto.

4.3.1 Cálculo del ahorro global de combustible

Para el cálculo del consumo de combustible, nos basaremos en la comparación de una planta convencional y una de cogeneración. Es decir, se comparan los consumos de la Planta de cogeneración por un lado, con las que se vierten actualmente al cubrir la demanda térmica con calderas convencionales de Gas Natural, y las asociadas a la generación de electricidad que se dejarían de producir cuando la planta de cogeneración comienza a funcionar.

La ecuación que resume esta comparación es:

$$AEP \left[\frac{kWh}{año} \right] = \left[\frac{E}{RefE} + \frac{V}{RefH} - Q \right] \quad (ec 13)$$

Por lo tanto se obtiene lo siguiente:

Ahorro Energía Primaria (AEP)

Electricidad generada (E;kWh/año)	8.123.232
--	-----------

Calor útil (V;kWh/año)	5.480.455
Vapor (kWh/año)	2.523.943
Agua caliente (kWh/año)	
Agua fría (kWh/año)	2.956.512

Gas natural consumido (Q;kWh/año PCI)	19.861.733
--	------------

Ref E (%) (*)	52,5
Ref H (%) (*)	90

AEP (kWh/año)	1.700.484
----------------------	------------------

Fuente 48: [8]

Tabla 24: Cálculo del AEP (Ahorro Energía Primaria)

De acuerdo a los datos que se han obtenido a lo largo del proyecto se puede demostrar que con la planta de cogeneración se podrán ahorrar más de **1.500MWh/año** de combustible.

5 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES

El objetivo principal de este proyecto era estudiar, definir y analizar las alternativas más adecuadas utilizando una herramienta de simulación para alcanzar las necesidades demandadas por la empresa láctea.

De los puntos definidos en el principio del documento, se puede decir que se han superado todos los puntos, obteniendo de cada uno de ellos su razonamiento y su argumentación para su defensa.

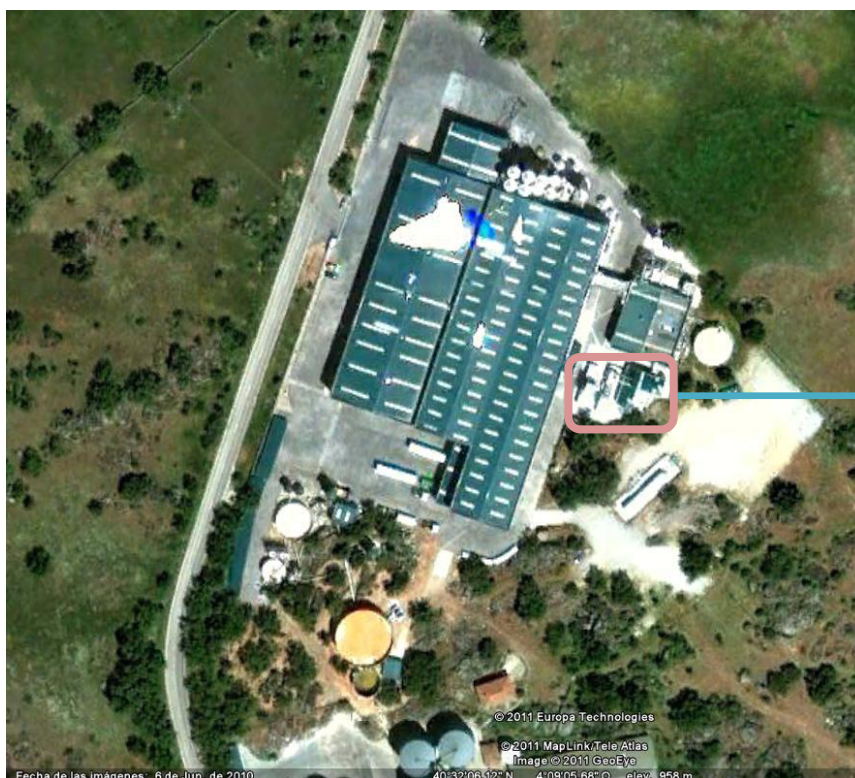
A continuación los puntos:

- ✓ Descripción del principio de cogeneración, marco legal y tecnologías. Se ha obtenido una mejor visión de este tipo de generación de energía, cómo está enmarcada a nivel legal de acuerdo a normativa vigente y se han estudiado las distintas alternativas con las que se pueden implementar las plantas de cogeneración.
- ✓ Descripción del funcionamiento general de la planta. Según los datos de necesidades de la fábrica láctea, se ha visualizado cómo poder integrar la cogeneración en la planta actual.
- ✓ Descripción de los elementos generales de la planta de cogeneración. Estudio de cada una de los elementos que pueden formar parte de una planta de cogeneración, cuál es su funcionamiento y la posibilidad de su implantación en nuestro proyecto.
- ✓ Formación en la utilización del Software Gate Cycle. Conocer el funcionamiento de este programa a través de la simulación de distintas tecnologías.
- ✓ Descripción de cada una de las alternativas:
 - CICLO MOTOR.
 - CICLO TURBINA DE GAS
 - CICLO COMBINADO
- ✓ Simulación de las distintas alternativas. Cada una de las opciones han sido estudiadas de acuerdo a su funcionamiento y a su capacidad para ser simuladas. Cada una de ellas cumplía unos requisitos distintos con los que se ha tenido que trabajar para obtener resultados de acuerdo a la demanda.
- ✓ Comprobación del cumplimiento Legal de las alternativas simuladas del Rendimiento Eléctrico Equivalente exigido por el Real Decreto 661/2007. Verificación de cada una de las tecnologías para ser autorizadas como correctas plantas de cogeneración.
- ✓ Justificación de la viabilidad económica de la planta de cogeneración. Se ha estudiado analíticamente cuál de las tres formas de venta de cogeneración se obtenía mayor beneficio.
- ✓ Cálculo del ahorro global de combustible. Parámetro significativo para conocer su ahorro energético, aunque la cogeneración como tal, no se puede clasificar como energía renovable.

Todos estos puntos han sido superados satisfactoriamente, paso a paso, para obtener el objetivo principal: elegir qué tipo de planta de cogeneración es la adecuada para conseguir buenos beneficios y rendimientos.

Bajo mi punto de vista y después de un largo camino para la obtención de resultados, puedo decir, que este proyecto me ha ayudado a comprender de primera mano cómo es el trabajo real para el desarrollo de un proyecto como éste. La importancia de cómo se trabaja para la resolución de una planta de cogeneración empezando con los datos dados por la empresa, pasando por el estudio de las distintas tecnologías a analizar, las demandas con las que se va a trabajar, la utilización de diseños off-line con un programa enfocado a la proyección de plantas industriales, la necesidad de conocer las normativas vigentes para no caer en la ilegalidad, hasta el punto dónde se decide qué tecnología es la mejor y con cuál se obtendrán mayores beneficios.

Ha sido un proyecto global, donde la proyección analítica y la necesidad de tener los objetivos claros, para no perder el ritmo han sido importantes, ya que cualquier anomalía debía ser tratada con racionalidad, según especificaciones técnicas.



Fuente 49: [12]

Ilustración 25: Posicionamiento de la planta de cogeneración.

5.2 TRABAJOS FUTUROS

A lo largo de la evolución del proyecto, muchos aspectos fueron considerados y sometidos a discusiones técnicas. Algunos de ellos fueron descartados y otros fueron sugeridos para futuras investigaciones fuera del alcance de este proyecto. Mientras otros temas siguen pendientes por diversas razones.

Se van a plantear una serie de puntos los cuales podrían ser objeto de mejora y planteamiento:

- ❖ Búsqueda de la solución de un motor con el que obtener un PES mayor al 10%. De acuerdo a la Anexo III de la Directiva Europea, una planta de cogeneración con un $PES \geq 10\%$ se considerará de alta eficiencia. Por otra parte dicha Directiva define el concepto de electricidad de cogeneración como aquella generada en el proceso relacionado con la producción de calor útil y calculado de acuerdo al Anexo II de la citada Directiva. También se introduce el concepto de 'garantía de origen de la electricidad de cogeneración de alta eficiencia', como una certificación de la cantidad de electricidad de cogeneración únicamente para las cogeneraciones de alta eficiencia. De este modo la electricidad de cogeneración es la base cuantitativa de dichas garantías de origen.
- ❖ Estudio de una planta con sólo suministro de vapor. La fábrica consume 6ton/h por lo que se podría valorar en dar el máximo vapor sin suministrar frío. Para ello se podría estudiar una planta de ciclo simple o una planta de ciclo combinado de turbina de gas. Habría que buscar qué ciclo cumple los requisitos técnicos y legales y las rentabilidades económicas mejores.
- ❖ Estudio de sensibilidad. El estudio de sensibilidades está basado en el análisis de los resultados finales en función de las variables clave para los distintos escenarios. Se podría evaluar de acuerdo a la:
 - Sensibilidad a la inversión
 - Sensibilidad al incremento/decremento en el consumo de vapor
 - Sensibilidad al incremento/decremento del precio del gas natural

6 BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

6.1 REFERENCIAS DE LA FUENTE

- [1] Web ‘Oficina Vasca de Cambio Climático’
- [2] The Boston Consulting Group para ‘ACOGEN’. “Valoración de los beneficios asociados al desarrollo de la cogeneración en España”. Septiembre 2010.
- [3] “Cogeneración: diseño, operación y mantenimiento de plantas” García Garrido, Santiago y Fraile Chico, Diego. Editorial Díaz Santos 2008.
- [4] “Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de alta eficiencia”. Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía-IDAE. Abril 2008
- [5] Boletín electrónico del IDAE
- [6] Servicios OPEXenergy en Ciclos Combinados.
- [7] Proyecto “Sistemas de Refrigeración por absorción”. Febrero 2005
- [8] Elaboración propia de las Tablas con los datos facilitados por la empresa
- [9] Datos Técnicos de Turbinas de Gas Caterpillar Saturn 20 T1601, suministrado por Fenice Ibérica.
- [10] Datos de Complemento por Energía Reactiva ofrecidos por AESA, Asesoría Energética.
- [11] Resultados de Mercado ofrecidos por OMEL, Mercado de la Electricidad.
- [12] Posicionamiento de la fábrica en Google Earth.

6.2 BIBLIOGRAFÍA

- Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de Febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.
- Real Decreto 661/2007 aprobado en Consejo de Ministros, el 27 de Mayo de 2007, en el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 616/2007 aprobado en Consejo de Ministros, el 11 de Mayo de 2007, sobre fomento de la cogeneración.
- “Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia” Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía-IDAE Abril 2008.
- “Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia. Casos Prácticos” Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía-IDAE Junio 2008.
- “Cogeneración: diseño, operación y mantenimiento de plantas” García Garrido, Santiago y Fraile Chico, Diego. Editorial Díaz Santos 2008.
- Orden ITC/3519/2009, de 28 de Diciembre, donde se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de Enero de 2010 y las tarifas y las primas de las instalaciones de régimen especial.
- Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2010-2020. La Directiva 2009/28/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece que cada Estado miembro elaborará un Plan de Acción Nacional en materia de Energías Renovables (PANER) para conseguir los objetivos nacionales fijados en la propia Directiva.
- “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012. Plan de Acción 2004-2012”. Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía-IDAE Julio 2007.
- “Integración de la cogeneración en la operación del sistema. Caracterización del sector” Red Eléctrica de España. Julio 2008.
- “Cogeneration and District Energy”. International Energy Agency.
- “Cogeneration and on-site power” COSPP Septiembre-Octubre 2009.
- “Análisis del potencial de cogeneración de alta eficiencia en España 2010-2015-2020”. Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía-IDAE Julio 2007.
- “Cogeneration legal framework and BS projects” AESA Abril 2008.
- “Quién es quién en la cogeneración en España. Directorio de asociados de Cogen España 2003” COGEN España.
- Datos Técnicos de Motores de Gas Natural GE JGS 420 GS-NL, facilitados por Fenice Ibérica.
- Datos Técnicos de Turbinas de Gas Caterpillar Saturn 20 T1601, suministrado por Fenice Ibérica.

- Instituto Tecnológico y de Energía Renovables ITER. WEB: <http://www.iter.es/index.php>
- Asesoría Energética AESA. WEB: <http://www.aesa.net/site/>
- Simulación de Plantas de Cogeneración de Ciclo Combinado usando ASPEN®. WEB: http://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-07642005000100007&script=sci_arttext
- Ingeniería Civil y Medio Ambiente MILLIARIUM SA. WEB: [http://www.miliarium.com/monografias/energia/Eficiencia Energetica Renovables/Cogeneracion.htm](http://www.miliarium.com/monografias/energia/Eficiencia_Energetica_Renovables/Cogeneracion.htm)
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. WEB: <http://www.energia.inf.cu/iee-mep/www/www.conae.gob.mx/cogeneracion/queescog.html>
- Mercado de Electricidad OMEL. WEB: <http://www.omel.es/inicio>
- Apuntes asignatura “Instalaciones Fluidotérmicas”. Escuela Politécnica Superior Universidad Carlos III.
- “Técnicas de integración energética para el diseño conceptual de plantas de cogeneración de alta eficiencia”. José Ramos, Miguel A. Lozano y Luis Serra. Grupo de Ingeniería Térmica y Sistemas Energéticos – Universidad de Zaragoza.

7 ANEXOS

7.1 *ANEXO: HOJA DE CARACTERÍSTICAS*

A.- MOTOR JGS 420 GS-NL



Descrizione Tecnica

Genset

JGS 420 GS-N.L

Standard

Potenza elettrica

1415 kW el.

Emissioni

NOx < 450 mg/Nm³ (5% O₂)

0.02 Dati Tecnici del Motore

Costruttore		GE Jenbacher
Tipo di motore		J 420 GS-A05
Ciclo di funzionamento		4-tempi
Disposizione cilindri		V 70°
Numero cilindri		20
Alesaggio	mm	145
Corsa	mm	185
Cilindrata	lit	61,10
Velocità nominale	1/con	1.500
Velocità media del pistone	m/s	9,25
Lunghezza	mm	3.750
Larghezza	mm	1.580
Altezza	mm	2.033
Peso a secco	kg	6.600
Peso pronto per l'esercizio	kg	7.300
Momento d'inerzia del volano	kgm ²	11,64
Senso di rotazione (visto lato volano)		a sinistra
Attacco volano		SAE 18"
Livello dist. radio sec. VDE 0875		N
Motorino d'avviam.: pot.	kW	13
Motorino d'avviam.: tensione	V	24

Potenze termiche

Potenza introdotta	kW	3.295
Intercoller	kW	362
Olio	kW	183
Acqua di raffreddamento motore	kW	362
Gas di scarico totale	kW	835
Gas di scarico raffreddati a 180 °C	kW	488
Gas di scarico raffreddati a 100 °C	kW	668
Calore insuperficie	kW	71
Potenza termica rimanente	kW	33

Dati gas di scarico

Temperatura gas di scarico a pieno carico	°C [8]	390
Portata gas di scarico umido	kg/h	7.491
Portata gas di scarico secco	kg/h	6.959
Volume gas di scarico umido	Nm ³ /h	5.918
Volume gas di scarico secco	Nm ³ /h	5.279
Contropressione mass. gas di scarico all'uscita motore	mbar	60

Dati aria di combustione

Portata aria	kg/h	7.254
Volume aria	Nm ³ /h	5.611
Perdita di pressione mass. in aspirazione	mbar	10

base per gas di scarico: gas naturale: 100%; gas biologico: 65% CH₄, 35% CO₂

B.- TURBINA DE GAS CATERPILLAR SATURN 20 (T1601)

GAS TURBINE GENERATOR PACKAGE

SATURN 20

TURBINE TYPE: SATURN 20 (T 1601)

Main data (ISO, no losses)

Electrical power:	MW	1.20
Heat rate:	kJ/kWE-hr	14'800
Fuel input:	MJ/s	4.9
Efficiency:	%	24.3
Exhaust gas flow:	kg/s	6.5
Exhaust gas temp.	°C	506
Fuel:	NG/LF/LPG/LBTU	
Start system:	AC	
Gen. Voltage:	kV	0.4
Comb. Syst. Avail.:	*	S/WI

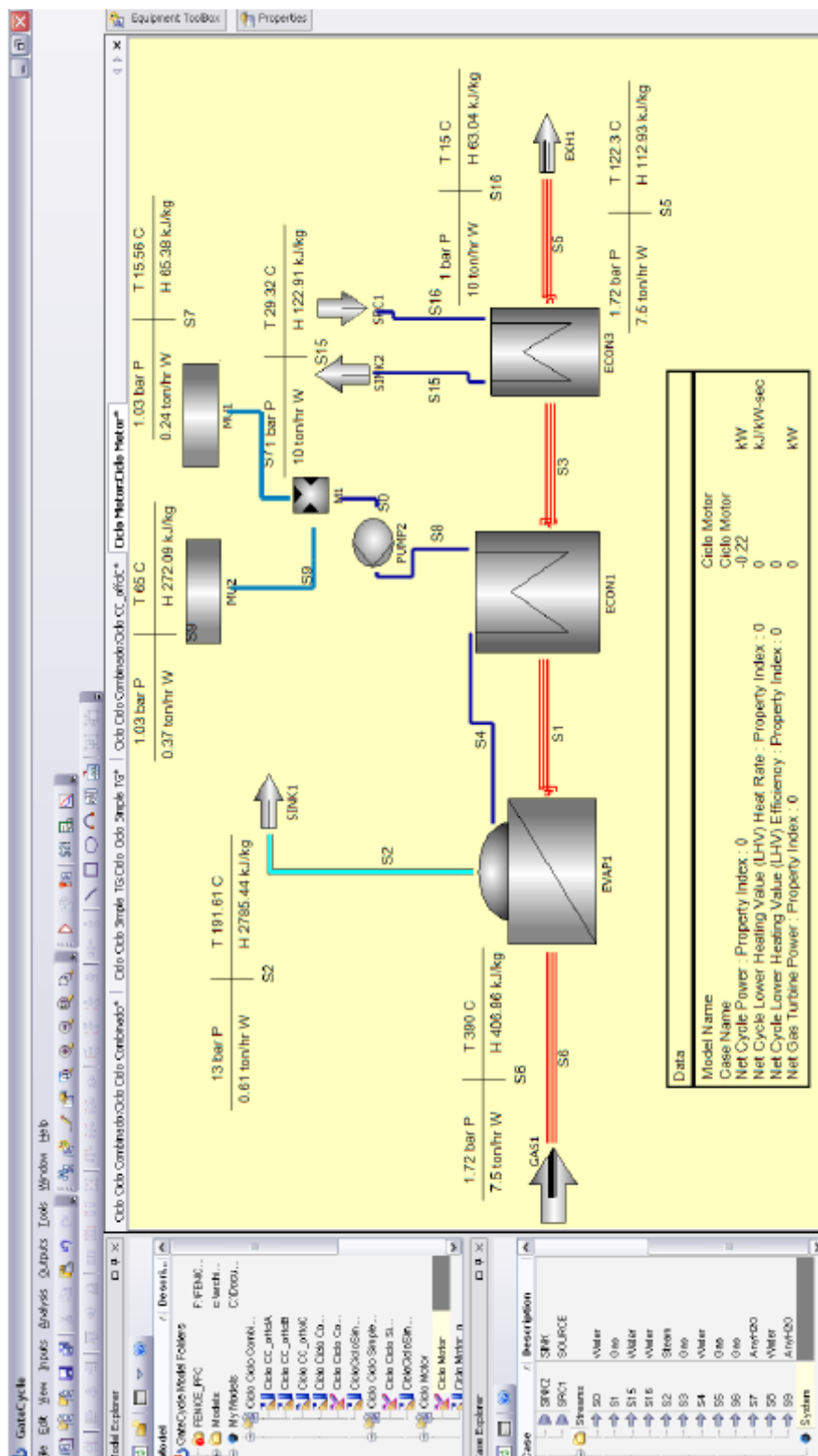
*S = standard combustion system; WI = water injection; DLE = *SoLoNOx*



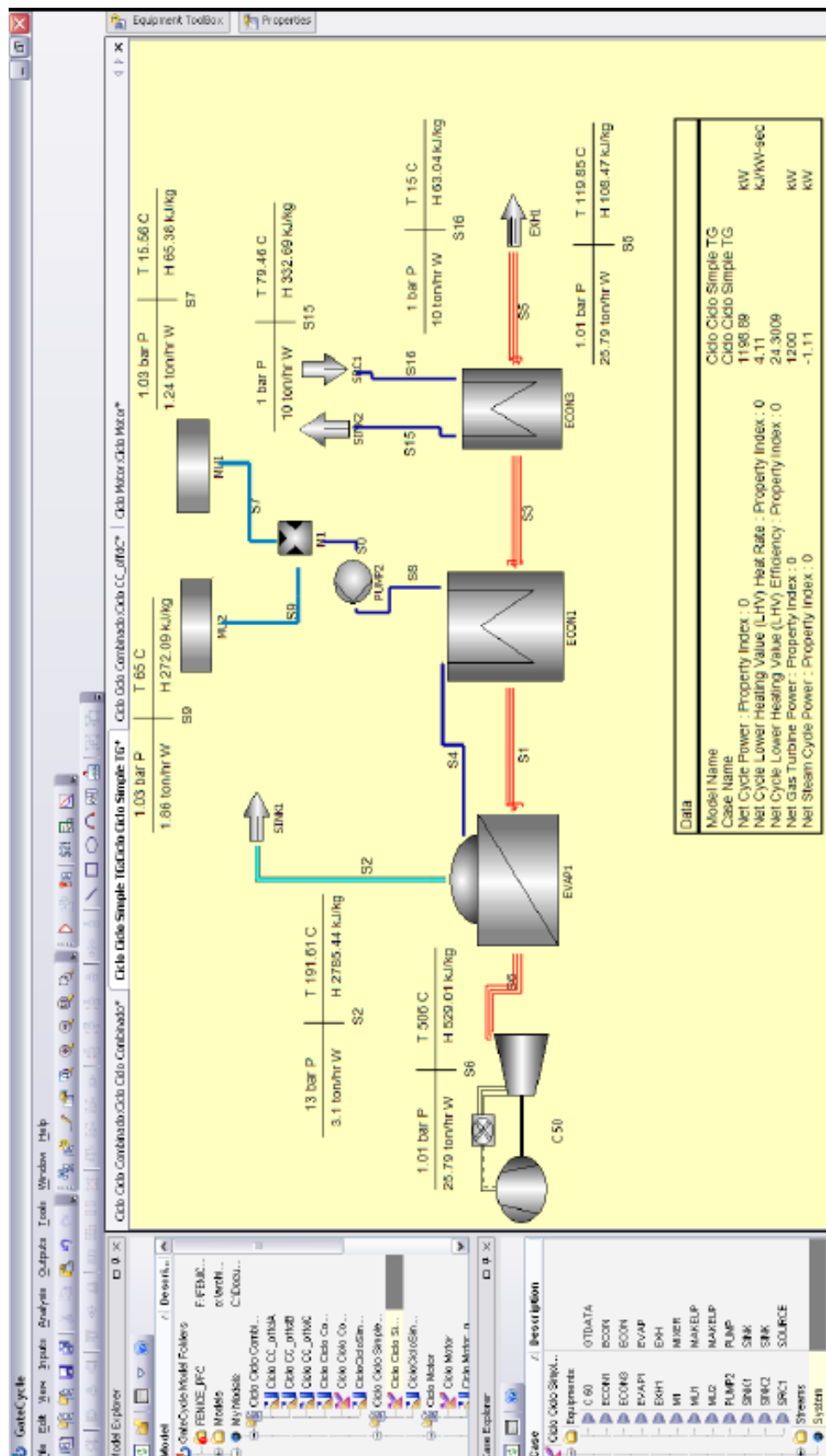
7.2 ANEXO: VISUALIZACIÓN PROGRAMA GATECYCLE

Resolución de cada uno de los sistemas simulados con el programa GateCycle.

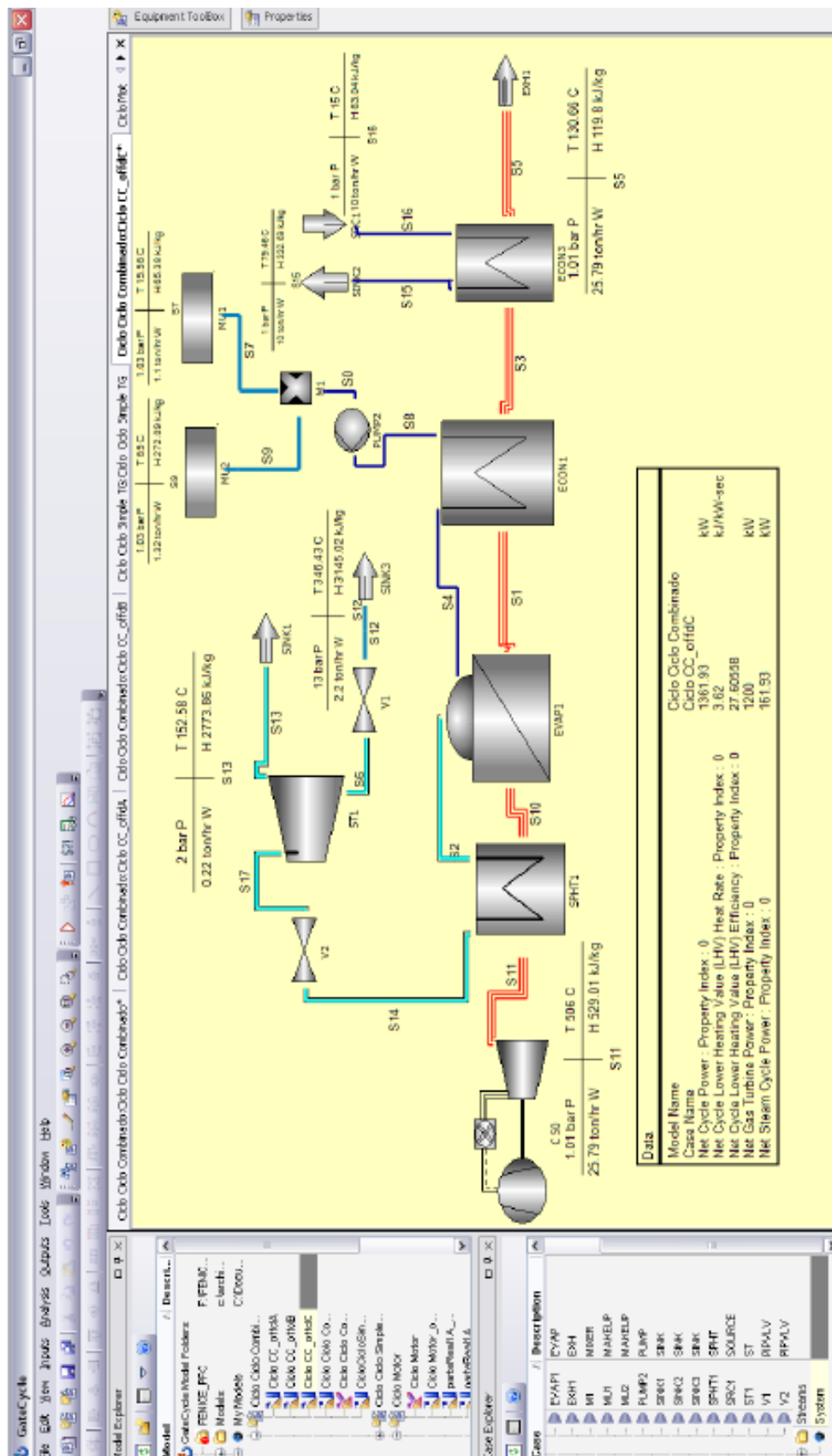
A.-PLANTA CICLO MOTOR



B.-PLANTA CICLO SIMPLE TURBINA DE GAS



C.-PLANTA CICLO COMBINADO



7.3 ANEXO: MERCADO DIARIO OMEL

Precio medio del Mercado Diario según datos OMEL.

A.- MERCADO DIARIO JULIO

Mínimo, medio y máximo del precio del mercado diario (EUR/MWh)

Fecha	Precio medio aritmético de España	Energía total (MWh)
01/07/10	41,47	608.896
02/07/10	41,24	602.337
03/07/10	41,46	566.661
04/07/10	39,29	520.825
05/07/10	41,57	619.825
06/07/10	39,19	630.453
07/07/10	41,15	641.597
08/07/10	41,79	652.649
09/07/10	44,40	660.695
10/07/10	43,53	564.881
11/07/10	42,38	508.851
12/07/10	43,78	625.593
13/07/10	43,07	625.377
14/07/10	41,27	622.868
15/07/10	44,75	648.150
16/07/10	44,48	639.834
17/07/10	43,97	556.951
18/07/10	43,63	521.521
19/07/10	46,36	631.684
20/07/10	45,24	625.022
21/07/10	46,51	635.872
22/07/10	44,86	618.496
23/07/10	42,15	614.662
24/07/10	42,02	541.807
25/07/10	40,46	497.850
26/07/10	40,84	606.913
27/07/10	42,16	626.315
28/07/10	44,28	636.581
29/07/10	44,00	638.443
30/07/10	44,42	615.114
31/07/10	44,58	539.601

B.- MERCADO DIARIO AGOSTO

Mínimo, medio y máximo del precio del mercado diario (EUR/MWh)

Fecha	Precio medio aritmético de España	Energía total (MWh)
01/08/10	39,91	472.524
02/08/10	41,43	595.565
03/08/10	39,36	594.757
04/08/10	40,12	595.279
05/08/10	39,68	598.867
06/08/10	38,98	600.482
07/08/10	40,51	520.795
08/08/10	38,83	486.659
09/08/10	43,04	592.207
10/08/10	44,47	576.386
11/08/10	44,46	591.032
12/08/10	42,70	605.922
13/08/10	38,83	588.410
14/08/10	41,02	538.090
15/08/10	39,83	491.131
16/08/10	41,43	570.563
17/08/10	46,45	598.084
18/08/10	45,50	592.539
19/08/10	45,60	582.299
20/08/10	46,33	578.111
21/08/10	43,40	525.653
22/08/10	42,80	484.890
23/08/10	45,33	608.455
24/08/10	47,65	619.329
25/08/10	45,96	623.671
26/08/10	44,54	638.927
27/08/10	44,42	636.374
28/08/10	43,14	583.388
29/08/10	43,15	542.724
30/08/10	46,43	672.722
31/08/10	45,91	682.356

C.- MERCADO DIARIO SEPTIEMBRE

Mínimo, medio y máximo del precio del mercado diario (EUR/MWh)

Fecha	Precio medio aritmético de España	Energía total (MWh)
01/09/10	45,62	684.446
02/09/10	48,96	668.715
03/09/10	49,38	686.929
04/09/10	48,75	616.891
05/09/10	46,24	552.200
06/09/10	46,85	684.099
07/09/10	44,11	676.992
08/09/10	43,08	674.170
09/09/10	47,24	682.875
10/09/10	45,46	665.324
11/09/10	45,19	566.311
12/09/10	41,32	529.571
13/09/10	40,03	648.480
14/09/10	47,92	634.026
15/09/10	49,22	642.802
16/09/10	49,49	648.239
17/09/10	46,35	638.534
18/09/10	45,24	558.994
19/09/10	46,19	490.948
20/09/10	50,13	631.379
21/09/10	49,53	650.990
22/09/10	49,43	669.015
23/09/10	48,89	665.932
24/09/10	43,64	631.126
25/09/10	44,46	550.308
26/09/10	39,94	512.089
27/09/10	48,77	649.585
28/09/10	48,16	665.129
29/09/10	45,81	606.613
30/09/10	47,86	652.995

7.4 ANEXO: PLANO DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN

Una vez definido el tipo de instalación se ha llevado a cabo el Plano de la instalación. Realizado por FENICE-IBÉRICA y CAPSA.

